



COMUNICAÇÃO NACIONAL DO
BRASIL À CONVENÇÃO-QUADRO
DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE
MUDANÇA DO CLIMA

MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÕES



PROJETO BRA/16/G31

**QUARTA COMUNICAÇÃO NACIONAL E RELATÓRIOS DE ATUALIZAÇÃO
BIENAL DO BRASIL À CONVENÇÃO-QUADRO DAS NAÇÕES UNIDAS
SOBRE MUDANÇA DO CLIMA**

**QUARTO INVENTÁRIO NACIONAL DE EMISSÕES E REMOÇÕES
ANTRÓPICAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA**

RELATÓRIO DE REFERÊNCIA

**SETOR ENERGIA
SUBSETOR EMISSÕES FUGITIVAS
CATEGORIA PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

Versão de agosto de 2020

QUARTO INVENTÁRIO NACIONAL DE EMISSÕES E REMOÇÕES ANTRÓPICAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA

SETOR ENERGIA

SUBSETOR EMISSÕES FUGITIVAS

CATEGORIA PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Coordenadora Técnica da Quarta Comunicação Nacional
Danielly Godiva Santana Molleta (PNUD/MCTI)

Supervisor do Quarto Inventário Nacional
Mauro Meirelles de Oliveira Santos (PNUD/MCTI)

Analista Técnica do Setor Energia do Quarto Inventário Nacional
Renata P. S. Grisoli (PNUD/MCTI)

Analista Técnica do Quarto Inventário Nacional
Mayra Braga Rocha (PNUD/MCTI)

Coordenador Técnico-Científico do Quarto Inventário Nacional pela Rede Clima
Eduardo Delgado Assad (Embrapa)

Coordenadores Técnico-Científicos do Setor Energia pela Rede Clima
Emilio Lèbre La Rovere (UFRJ)
Carolina Burle Schmidt Dubeux (UFRJ)

Autores
Leonardo da Silva Ribeiro (Petrobras)
Renata P. S. Grisoli (PNUD/MCTI)

Instituição colaboradora
Petrobras

Aviso

Este documento compreende atualizações das estimativas de emissões com base na aplicação das diretrizes metodológicas de 2006 do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC no acrônimo em inglês) que servirão de subsídios para elaboração futura do capítulo do “Inventário Nacional de Emissões Antrópicas e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal”, parte integrante da Quarta Comunicação Nacional do Brasil à Convenção do Clima. Neste trabalho, foram consideradas, na medida do possível, informações oficiais públicas para o período de 1990 a 2016.

Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelo(s) autor(es). O Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações ou o(s) autor(es) não podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto ou indireto resultante do uso ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou direta ou indiretamente resultante dos erros, imprecisões ou omissões de informações neste estudo.

Os resultados, as interpretações, as recomendações, as estimativas e as conclusões expressas neste estudo são de responsabilidade dos autores, não refletindo a opinião do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, nem de outros órgãos do governo participantes e consultados para elaboração deste estudo. O Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações e outros órgãos governamentais se eximem da responsabilidade de implementar quaisquer dos resultados, interpretações, recomendações, estimativas ou conclusões contidas neste estudo.

Sumário

Sumário Executivo	8
1 Introdução	10
2 Metodologia	12
2.1 Dados de atividade	19
2.2 Fatores de emissão e outros parâmetros	21
3 Resultados	22
4 Diferenças em relação ao Terceiro Inventário	31
4.1 Revisão de dados e adição de fontes de emissões	31
4.2 Comparação dos resultados do Terceiro e Quarto Inventário	34
5 Referências bibliográficas	39
APÊNDICE A - Detalhamento metodológico	40
APÊNDICE B - Resultados	90

Lista de Figuras

Figura 1. <i>Produção de Petróleo, Condensado e Líquidos de Gás Natural (LGN) (em barril/dia)..</i>	20
Figura 2. <i>Processamento nacional de petróleo (em barril/dia)</i>	21
Figura 3. <i>Resultados das emissões fugitivas da área de Exploração e Produção (E&P) (1990 a 2016)</i>	23
Figura 4. <i>Resultados das emissões fugitivas da área de Refino (1990 a 2016).....</i>	26
Figura 5. <i>Resultados das emissões fugitivas da área de Transporte (1990 a 2016)</i>	27
Figura 6. <i>Resultados das emissões fugitivas por gás para as áreas de Petróleo e Gás Natural (1990 a 2016).....</i>	29
Figura 7. <i>Resultados das emissões fugitivas por gás emitido para Petróleo e Gás Natural (1990 a 2016)</i>	30
Figura 8. <i>Comparação dos resultados do Terceiro e Quarto Inventário por gás - área de E&P ...</i>	35
Figura 9. <i>Comparação dos resultados do Terceiro e Quarto Inventário por gás - área de Refino</i>	36
Figura 10. <i>Comparação dos resultados do Terceiro e Quarto Inventário por gás - área de Transporte.....</i>	37

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1. Emissões de CO₂ por categorias para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2016.</i>	8
<i>Tabela 2. Emissões de CH₄ por categorias para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2016.</i>	9
<i>Tabela 3. Emissões de N₂O por categorias para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2016.</i>	9
<i>Tabela 4. Metodologias utilizadas para estimar as emissões da categoria 1.B.2</i>	16
<i>Tabela 5. Comparação das ações por fonte de emissão por área entre o Terceiro e o Quarto Inventário.....</i>	33
<i>Tabela 6. Compatibilização entre as fontes de emissão do Quarto Inventário e as subcategorias indicadas pelo IPCC 2006</i>	40
<i>Tabela 7. Total da produção nacional de óleo, condensado e LGN</i>	42
<i>Tabela 8. Volume nacional de petróleo refinado.....</i>	43
<i>Tabela 9. Resultados das emissões Petrobras - Área E&P</i>	44
<i>Tabela 10. Resultados das emissões Petrobras - Área Refino.....</i>	47
<i>Tabela 11. Resultados das emissões Petrobras - Área Transporte</i>	49
<i>Os fatores de emissão utilizados são apresentados na Tabela 12. Destaca-se que para as emissões de N₂O há distinção entre o tipo de queimador utilizado nos equipamentos - Convencionais ou Low NOx.</i>	61
<i>Tabela 12. Fatores de emissão para fornos (AP42).....</i>	62
<i>Tabela 13. Fatores para emissões fugitivas das atividades de E&P, Transporte/Distribuição e Refino (Mg/componente).....</i>	71
<i>Tabela 14. Fatores de emissões para MP e CO - FCC queima total</i>	78
<i>Tabela 15. Fatores de emissões para MP e CO - FCC queima parcial.....</i>	80
<i>Tabela 16. Os fatores de emissões - Regeneradores de FCC</i>	81
<i>Tabela 17. Resultados das emissões de CO₂ em Gg.....</i>	90
<i>Tabela 18. Resultados das emissões de CH₄ em Gg.....</i>	92
<i>Tabela 19. Resultados das emissões de N₂O em Gg</i>	94

Siglas

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

API - *American Petroleum Institute*

BEN - Balanço Energético Nacional

CH₄ - gás metano

CO₂ - dióxido de carbono

D - *default* (valor-padrão)

E&P - Exploração e Produção

EPA - *Environmental Protection Agency*

FE - fator de emissão

GEE - gases de efeito estufa

Gg - gigagramas

GN - gás natural

GNL - gás natural liquefeito

HDT - unidade de hidrotreatamento

IE - emissão incluída em outra categoria

IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)

LGN - líquido de gás natural

MCTI - Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações

MEA/DEA - monoetanolamina/dietanolamina

N₂O - óxido nitroso

NA - não aplicável

NE - emissão não estimada

NO - emissão não ocorre

TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil

UFCC - Unidades de Craqueamento Catalítico Fluido

UGH - Unidades de Geração de Hidrogênio

UPGN - Unidades de Processamento de Gás Natural

Sumário Executivo

Neste relatório, são apresentadas as estimativas das emissões antrópicas por fontes e remoções por sumidouros associadas ao subsetor de Emissões Fugitivas, na categoria Petróleo e Gás Natural (código 1.B.2 do IPCC 2006). São apresentadas as estimativas das emissões fugitivas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O) devido às atividades de petróleo e gás natural para o período de 1990 a 2016. A metodologia adotada para o inventário das emissões está de acordo com o *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC, 2006), além de outros protocolos setoriais que serão apresentados no decorrer do relatório.

O presente relatório conta com a colaboração da equipe do Departamento de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Petrobras S.A., que foi responsável pelos cálculos das emissões fugitivas relativas às atividades de petróleo e gás da empresa de 2003 a 2016. As emissões da Petrobras para os anos de 1990 a 2002 foram extrapoladas. As emissões de outras empresas que atuam no setor também foram extrapoladas de 2003 a 2016, de modo a incluir os demais operadores do mercado, tendo-se, assim, uma estimativa nacional das emissões dessas fontes. Os resultados das emissões por fontes foram realocados de acordo com a categorização do guia IPCC 2006.

As estimativas das emissões antrópicas por fontes e remoções por sumidouros associadas ao subsetor Emissões Fugitivas para a categoria Petróleo e Gás Natural podem ser observadas nas Tabelas 1, 2 e 3, que apresentam os resultados para as categorias em determinados anos para CO₂, CH₄ e N₂O, respectivamente. É possível observar as variações entre 2005 e 2016 e entre 2010 e 2016.

Tabela 1. Emissões de CO₂ por categorias para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2016

Cód. IPCC		Emissões CO ₂ (Gg)						Variação 2005 - 2016 (%)	Variação 2010 - 2016 (%)
		1990	1995	2000	2005	2010	2016		
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	6.191	6.583	9.434	12.457	13.307	15.840	27,2%	19,0%
1.B.2.a	Petróleo	6.191	6.583	9.434	12.350	13.164	15.181	22,9%	15,3%
1.B.2.a.i	Ventilação	29	30	40	215	345	3.211	1390,9%	831,4%
1.B.2.a.ii	Queima	1.784	1.946	3.387	6.337	6.335	5.029	-20,7%	-20,6%
1.B.2.a.iii	Outros	4.378	4.607	6.007	5.798	6.484	6.941	19,7%	7,1%
1.B.2.b	Gás natural	0	0	0	106	144	659	520,6%	358,3%
1.B.2.b.i	Ventilação	0	0	0	26	30	367	1291,0%	1112,2%
1.B.2.b.ii	Queima	0	0	0	80	113	292	266,1%	157,4%
1.B.2.b.iii	Outros	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE		

Legenda: NA - não aplicável; NE- não estimada; NO - não ocorre; IE - incluídas em outra categoria

Tabela 2. Emissões de CH₄ por categorias para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2016

Cód. IPCC		Emissões CH ₄ (Gg)						Variação 2005 - 2016 (%)	Variação 2010 - 2016 (%)
		1990	1995	2000	2005	2010	2016		
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	41,5	45,1	76,6	158,2	140,7	137,5	-13,1%	-2,3%
1.B.2.a	Petróleo	40,2	43,7	74,2	147,4	125,8	121,8	-17,4%	-3,1%
1.B.2.a.i	Ventilação	8,8	9,7	17,0	39,5	23,0	40,3	2,0%	74,9%
1.B.2.a.ii	Queima	24,7	27,0	48,0	92,6	91,4	43,1	-53,5%	-52,9%
1.B.2.a.iii	Outros	6,7	7,0	9,2	15,3	11,3	38,5	151,8%	240,2%
1.B.2.b	Gás natural	1,3	1,4	2,4	10,7	14,9	15,6	45,5%	5,0%
1.B.2.b.i	Ventilação	1,3	1,4	2,4	9,4	13,4	11,4	21,4%	-15,5%
1.B.2.b.ii	Queima	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	3,2	131,7%	122,9%
1.B.2.b.iii	Outros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	4867,2%	4143,1%

Tabela 3. Emissões de N₂O por categorias para os anos de 1990, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2016

Cód. IPCC		Emissões N ₂ O (Gg)						Variação 2005 - 2016 (%)	Variação 2010 - 2016 (%)
		1990	1995	2000	2005	2010	2016		
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	0,056	0,061	0,105	0,206	0,203	0,225	9,4%	10,6%
1.B.2.a	Petróleo	0,056	0,061	0,105	0,203	0,200	0,215	5,8%	7,6%
1.B.2.a.i	Ventilação	NA	NA	NA	NA	NA	0,010		
1.B.2.a.ii	Queima	0,056	0,061	0,105	0,203	0,200	0,197	-3,0%	-1,4%
1.B.2.a.iii	Outros	NA, NE, NO	NA, NE, NO	NA, NE, NO	NA, NE, NO	NA, NE, NO	0,007		
1.B.2.b	Gás natural	0,000	0,000	0,000	0,003	0,004	0,010	290,6%	177,5%
1.B.2.b.i	Ventilação	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
1.B.2.b.ii	Queima	0,000	0,000	0,000	0,003	0,004	0,010	290,6%	177,5%
1.B.2.b.iii	Outros	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE		

Legenda: NA - não aplicável; NE- não estimada; NO - não ocorre; IE - incluídas em outra categoria

1 Introdução

Este relatório apresenta os resultados do Quarto Inventário Nacional de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa (GEE), das emissões fugitivas antrópicas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O) devido às atividades da indústria de petróleo e gás natural. O Inventário é apresentado para os anos de 2011 a 2016, sendo que os resultados dos anos de 1990 a 2010 foram atualizados com relação ao Terceiro Inventário.

Além das emissões relativas à Petrobras são apresentadas as estimativas de emissões das demais companhias que realizam atividades da indústria de petróleo e gás no Brasil, de 2003 a 2016, calculadas a partir de uma extrapolação de dados. As áreas cujas fontes de emissões fugitivas estão contempladas são: Exploração e Produção (E&P), Refino e Transporte.

A participação de atores diferentes da Petrobras na produção de petróleo no país somente foi possível a partir da promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de novembro de 1995, que alterou o art. 177 da Constituição Federal, flexibilizando o monopólio da Petrobras. Em agosto de 1997, foi sancionada a Lei nº 9.478/97 - a Nova Lei do Petróleo -, que estabeleceu as bases jurídicas e tributárias dos futuros contratos de concessão para a exploração e produção, a serem firmados tanto com empresas privadas nacionais quanto com empresas privadas e estatais estrangeiras vencedoras de licitações internacionais.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), implantada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e dos biocombustíveis no Brasil. Autarquia federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ANP é responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo.

O primeiro leilão de áreas exploratórias feito pela ANP ocorreu em 1999 e, como a duração típica de período exploratório é de três anos, somente a partir de 2003 as atividades de produção por outras companhias, além da Petrobras, assumem significância.

Para a estimativa de resultados da Petrobras contou-se com a colaboração do Departamento de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da empresa, que disponibilizou informações de seu inventário de GEE para o período de 2003 a 2016. Para estimar as emissões nacionais do período entre 1990 e 2016, foram realizadas correlações das emissões de produção, refino e transporte da Petrobras, com a produção, refino e transporte totais no Brasil.

Todavia, a Petrobras é a principal companhia do setor de Petróleo e Gás no Brasil, apresentando predominância nacional nas atividades de E&P, Refino e Transporte. Em relação às atividades de

E&P, a participação de outras companhias na produção nacional de óleo, condensado e LGN (líquido de gás natural) foi de menos de 1% em 2003 e alcançou cerca de 18% em 2016. No refino, a participação das refinarias da Petrobras sempre foi de mais de 98%, considerando-se a série histórica de 2000 a 2016, disponibilizada pela ANP, com relação ao volume total de petróleo processado no Brasil.

2 Metodologia

De acordo com o IPCC 2006, o termo “emissões fugitivas”, para esta categoria, é amplamente aplicado para apresentar as emissões intencionais ou não intencionais de gases de efeito estufa do sistema de petróleo e gás natural, excetuando-se as contribuições da combustão útil desses combustíveis. A queima em tocha é considerada queima não útil, portanto as emissões decorrentes dessa queima são consideradas fugitivas nos inventários nacionais. O sistema de petróleo e gás natural compreende toda a infraestrutura necessária para produzir, coletar, processar ou refinar e entregar gás natural e produtos de petróleo ao mercado. O sistema começa no poço, ou fonte de óleo e gás, e termina no ponto final de venda para o consumidor.

No Brasil as atividades para as quais são estimadas as emissões de GEE e incluídas no Quarto Inventário para o sistema de petróleo e gás natural no Brasil são:

Produção de petróleo e gás natural: extração de óleo e gás natural de formações subterrâneas, utilizando poços *onshore* e *offshore*. No Brasil, em geral, os dois combustíveis são extraídos simultaneamente da mesma formação geológica e depois separados. Uma vez que o CH₄ é o principal componente do gás natural, vazamentos ou ventilações ocorridos no sistema de extração e nas etapas do processamento primário do petróleo e gás produzidos resultam em emissões de metano (CH₄), além das emissões de CO₂, CH₄ e N₂O decorrentes da queima em tochas (*flare*).

Refino de petróleo e processamento de gás natural:

- Refino: As refinarias processam o petróleo, obtendo como resultado uma variedade de produtos de hidrocarbonetos, tais como gasolina, diesel e querosene. A atividade de refino envolve processos de separação, conversão e tratamento, além de estocagem de frações básicas e de produtos finais. A diversidade de unidades de processos, a estocagem e as linhas de fluidos de processo (gás ou líquido) apresentam diversas fontes de vazamentos, ventilação e queima em tocha (*flare*), além das emissões das Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH) e das Unidades de Craqueamento Catalítico Fluido (UFCC).
- Processamento de Gás Natural: Ainda na etapa de produção, o gás recebe um tratamento primário (como desidratação e remoção de compostos ácidos), denominado condicionamento do gás natural, de modo a permitir, de forma segura e contínua, a sua transferência dos campos de produção para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), por meio de gasodutos. Nas UPGNs, o gás é separado da fase líquida (água e hidrocarbonetos líquidos), desidratado (retirar a água ainda presente após o condicionamento), resfriado e fracionado em produtos especificados para a distribuição ao consumidor final. As correntes que podem ser produzidas a partir da UPGN são: metano e etano, que formam o gás natural especificado para a venda,

também denominado gás residual; corrente líquida de etano, para fins petroquímicos; propano e butano, que formam o GLP (gás liquefeito de petróleo) ou gás de cozinha; e a gasolina natural ou C_5^+ , que são as correntes de hidrocarboneto acima de 5 carbonos. Esta corrente (C_5^+), por não possuir uma especificação bem definida, não costuma ter uma aplicação mais nobre, assim o seu principal destino é a sua injeção em correntes de petróleo em praticamente todas as UPGNs.

Transporte de petróleo e gás natural: O petróleo produzido é transportado por meio de navios e dutos para as refinarias, onde é estocado em tanques por determinado período. O gás produzido no Brasil, por sua vez, somente é transportado por dutos. As emissões fugitivas de GEE que são consideradas no Transporte são as decorrentes dos vazamentos e ventilações que ocorrem nas linhas de escoamento do gás, bem como as emissões de tocha presentes na malha de gasodutos. As principais atividades relacionadas ao transporte e distribuição de gás natural são:

- Gasodutos e tubulações: o transporte de gás natural é por gasodutos de alta pressão, com o escoamento realizado na fase gasosa e com a utilização de estações de compressão ao longo do percurso do duto. A transferência do gás produzido em plataformas marítimas ocorre por dutos submarinos de grande extensão. Já em terra, os gasodutos podem ser superficiais ou subterrâneos, para transportar o gás entre as UPGNs, refinarias, grandes consumidores e distribuidoras de gás, existindo uma variedade de instalações que fazem parte desse sistema, incluindo estações de medição, manutenção e compressão localizadas ao longo das rotas dos gasodutos.
- Sistemas de distribuição: o gás entra na rede de distribuição, por meio dos sistemas de transmissão, em “estações de gás”, onde a pressão é reduzida para a distribuição nas cidades. As atividades de transporte e distribuição de gás apresentam diversas fontes de emissões fugitivas, como as decorrentes de vazamentos que ocorrem por meio de juntas, selos e superfícies rotativas, presentes nos componentes e acessórios de tubulações e equipamentos (ex.: válvulas, conexões, flanges e *plugs*), bem como de ventilações e queima em tocha resultantes de operações normais, manutenção e emergência, tais como nos processos de despressurização e *pigging*.

As emissões do sistema de petróleo e gás natural podem ser divididas em: (1) emissões derivadas de operações normais; (2) manutenção; e (3) imprevistos (*system upsets*) e acidentes. Tipicamente, a maioria das emissões é proveniente de operações normais.

- ✓ Operações normais: as emissões operacionais são constituídas por vazamentos, *venting* e *flaring* (ventilação e queima). *Venting* e *flaring*: são atividades que se referem à disposição do gás não aproveitado. As emissões ventiladas ocorrem de maneira intencional, resultantes de operações normais, além de manutenção e emergência, tais como nos processos de despressurização e abertura de válvulas de alívio (*pressure safety valve*, PSV).

As atividades de *venting* liberam CH₄ porque o gás ventilado normalmente tem grande quantidade de metano. Quando o gás é recuperado e alinhado para ser queimado em tochas (*flaring*), além das emissões de CO₂, CH₄ e N₂O resultantes da combustão, haverá também emissões de metano não queimado, que dependerão da eficiência do processo de queima.

- Os vazamentos crônicos são emissões atmosféricas não controladas e não intencionais de hidrocarbonetos a partir de fluidos de processo (gás ou líquido), que ocorrem por meio de juntas, selos e superfícies rotativas, presentes nos componentes e acessórios de tubulações e equipamentos, tais como válvulas, conexões, flanges, *plugs* e selos de bombas e de compressores. Dependem do tamanho, tipo e idade do dispositivo, da frequência da operação e da qualidade da manutenção.
 - Existem também emissões do processo de ventilação (*venting*) associadas a determinadas plantas de processo que resultam em emissões de operações normais, como no caso da emissão de CO₂ das Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH), das emissões do Regenerador de UFCC (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido), da ventilação em tanques de armazenamento e em petroleiros, na desidratação do gás a glicol e dos processos de remoção de gases ácidos do gás a partir de tratamento com solução MEA/DEA (monoetanolamina/dietanolamina).
 - Emissões durante operações de perfuração, como a migração do gás dos reservatórios, por meio dos poços.
- ✓ **Manutenção:** inclui atividades regulares e periódicas desenvolvidas na operação das instalações. Essas atividades podem ser conduzidas de forma frequente, como lançamento e recebimento de *PIG* (dispositivo para inspeção de dutos, do inglês, *pipeline inspection gauge*) no gasoduto, ou de forma esporádica, como a evacuação de dutos (*blowdown*) para testes periódicos. Em cada caso, os procedimentos requeridos resultam na liberação de gases do equipamento afetado. Liberações desse tipo também podem ocorrer na manutenção de poços (*well workovers*) e durante a substituição ou manutenção de encaixes.
- ✓ **Imprevistos e acidentes:** os imprevistos são definidos como eventos não planejados que afetam o sistema, sendo o mais comum um súbito aumento de pressão, originado por instabilidades do processo. O sistema de abertura de válvulas de alívio (*pressure safety valve*, PSV) e de emergência (*blowdown valve*, BDV) está previsto nos projetos das instalações, por medida de segurança, a fim de evitar os riscos e danos causados pela variação brusca da pressão. Sistemas como esse podem ter estruturas diferentes. Em muitos casos, os gases liberados por meio das válvulas reguladoras de pressão podem ser coletados e transportados para uma tocha (*flare*) para combustão ou comprimidos novamente e reinjetados no sistema, ao invés de serem ventilados diretamente para a atmosfera. A

frequência com que ocorrem os imprevistos varia de acordo com a estrutura da instalação e práticas de operação. Particularmente, instalações que operam muito abaixo da sua capacidade são menos suscetíveis a imprevistos e consequentes emissões. Emissões associadas a acidentes também são incluídas na categoria de imprevistos. Eventualmente, dutos de distribuição de gás podem se romper por acidente.

Em resumo, as áreas cujas fontes de emissões fugitivas estão contempladas neste Inventário são: Exploração e Produção (E&P), Refino e Transporte, tendo sido contemplados para o Quarto Inventário os seguintes processos e equipamentos, como fontes de emissão:

- **E&P:** Tocha (*flare*); ventilação de gás; flash de metano em tanques; processo de desidratação a glicol; processo de remoção de CO₂ do gás (MEA/DEA); passagens de *PIG* em linhas; fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros); atividades de perfuração; derramamento de petróleo em canaletas; tanque de ventilação atmosférica; despressurização; e limpeza de tanques e vasos.
- **Refino:** Regenerador de UFCC (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido); Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH); fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros); tocha (*flare*); ventilação de gás; processo de desidratação a glicol; e passagens de *PIG* em linhas.
- **Transporte:** descompressão; fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros); ventilação de gás, tocha (*flare*); gasoduto; *flash* de metano em tanques; passagem de *PIG* em linhas; e Carga Caminhão/Vagão E&P.

A metodologia utilizada para as estimativas apresentadas neste Quarto Inventário é consistente com a metodologia dos Guias para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima - IPCC, volume 2, capítulo 4 (IPCC, 2006).

De acordo com o IPCC 2006, para estimar as emissões fugitivas provenientes das atividades de petróleo e gás natural, as metodologias podem variar em função do nível (*Tier*) de complexidade e detalhamento. Os *tiers* são apresentados em ordem crescente de sofisticação e necessidade de dados: (*Tier 1*): abordagem de fatores de emissão médios com base na produção; (*Tier 2*): abordagem do balanço de massa ou uso de fatores de emissão nacionais; e (*Tier 3*): abordagem *bottom-up* de fontes específicas.

O Quarto Inventário de emissões fugitivas da categoria de Petróleo e Gás contempla uma combinação de *Tiers*, dependendo do período considerado. Para os períodos nos quais há dados disponíveis, os resultados Petrobras são obtidos por meio de abordagens *Tier 2* e *3*. Para os períodos nos quais os dados estão ausentes são utilizadas extrapolações.

As emissões fugitivas dos sistemas de petróleo e gás natural são contabilizadas no inventário na subcategoria 1.B.2 do setor Energia. Uma vez que as estimativas nacionais de emissões fugitivas são obtidas em três áreas do sistema de petróleo e gás natural (Exploração e Produção - E&P, Refino e Transporte), para este Quarto Inventário houve uma readequação da classificação das fontes de emissões de modo que ficassem consistentes com a classificação apresentada no IPCC 2006. Destaca-se que, nesta classificação IPCC, os sistemas de petróleo e gás natural são subdivididos de acordo com o tipo primário de fonte de emissões, a saber: ventilação, queima e todos os outros tipos de emissões fugitivas. Mais detalhes podem ser encontrados no Apêndice A1. Desse modo, as emissões foram calculadas de acordo com as fontes de emissões das três áreas do sistema de petróleo e gás natural e posteriormente reclassificadas de acordo com a indicação das categorias IPCC.

O detalhamento dos métodos utilizados para o cálculo de cada uma das fontes para a categoria 1.B.2. do inventário é apresentado no Apêndice A3, e a Tabela 4 apresenta um resumo indicativo das referências utilizadas para as fontes consideradas.

Tabela 4. Metodologias utilizadas para estimar as emissões da categoria 1.B.2

Cód. IPCC	Categorias	Fontes	Método
1.B.2	Petróleo e Gás Natural		
1.B.2.a	Petróleo		
1.B.2.a.i	Ventilação	Vent – E&P	Process and Vented Emission Estimation Methods (API, 2009)
		Vent – Refino	Process and Vented Emission Estimation Methods (API, 2009)
		Vent Transpetro	Process and Vented Emission Estimation Methods (API, 2009)
		Despressurização	Modelo termodinâmico dos gases ideais
		Limpeza Tanque/Vaso	Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ, 2001)
		Tanque Ventilação Atmosférica	States Environmental Protection Agency – EPA (GRI/EPA, 2006)
		Produção e Exploração	ARPEL (1998)
		Pigging – E&P	Modelo termodinâmico dos gases ideais e USEPA (1994)
		Pigging – Refino	Modelo termodinâmico dos gases ideais e USEPA (1994)
		UGH	Estequiometria de massa e USEPA (1998)
		Flash de metano – E&P	Storage Tank Emissions (API, 2009)
		Flash Metano Transpetro	Storage Tank Emissions (API, 2009)
1.B.2.a.ii	Queima	Tocha – E&P	Estequiometria de massa, eficiência de conversão (ARPEL, 1998) e fator de emissão (OGP, 1994).
		Tocha – Refino	Estequiometria de massa, eficiência de conversão (ARPEL, 1998) e fator de emissão (OGP, 1994).
		Tocha Transpetro	Estequiometria de massa, eficiência de conversão (ARPEL, 1998) e fator de emissão (OGP, 1994).
1.B.2.a.iii.2	Produção e refino	Fugitivas – E&P	USEPA (1995) e Sistema de Emissões Fugitivas (SEF) da Petrobras
1.B.2.a.iii.3	Transporte	Carga Caminhão/Vagão E&P	USEPA (1998)
1.B.2.a.iii.4	Refino	UFCC	ARPEL (1998)

Cód. IPCC	Categorias	Fontes	Método
		Fugitivas – Refino	USEPA (1995) e Sistema de Emissões Fugitivas (SEF) da Petrobras
1.B.2.a.iii.6	Outros	Canaleta	Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ, 2001)
1.B.2.b	Gás natural		
1.B.2.b.i	Ventilação	UPGN Consolidado – Vent	Process and Vented Emission Estimation Methods (API, 2009)
		Vent TBG	Process and Vented Emission Estimation Methods (API, 2009)
		Desidratação Glicol – E&P	Gas Treatment Processes (API, 2009)
		Desidratação Glicol – Refino	Gas Treatment Processes (API, 2009)
		MEA/DEA	Balanco de massa
		Pigging Transpetro	USEPA (1994)
		Descompressão Transpetro	Modelo termodinâmico dos gases ideais
		Descompressão Terminais de regaseificação GNL	Modelo termodinâmico dos gases ideais
		Descompressão TBG	Modelo termodinâmico dos gases ideais
1.B.2.b.ii	Queima	UPGN Consolidado -Tocha	ARPEL (1998) e fator de emissão (OGP, 1994).
		Tocha TBG	ARPEL (1998) e fator de emissão (OGP, 1994).
1.B.2.b.iii.4	Transferência e armazenamento	Fugitiva Transpetro	USEPA (1995) e Sistema de Emissões Fugitivas (SEF) da Petrobras
		Fugitiva Terminais de regaseificação GNL	USEPA (1995) e Sistema de Emissões Fugitivas (SEF) da Petrobras
		Fugitiva TBG	USEPA (1995) e Sistema de Emissões Fugitivas (SEF) da Petrobras
		Gasoduto Transpetro	(GRI/EPA, 2006)
		Gasoduto E&P	(GRI/EPA, 2006)

- **Metodologia para extrapolação das estimativas de emissões**

Os resultados das emissões de GEE da Petrobras foram obtidos por área de 2003 a 2016. Os valores foram extrapolados por área para os anos de 1990 a 2002, para Petrobras, e de 2003 a 2016 para outras empresas, conforme a seguir.

Exploração e Produção (E&P):

Para a estimativa das emissões do setor de E&P relativas aos anos de 1990 a 2002, utilizou-se um FE médio do período subsequente, de 2003 a 2008, descartando-se o ano de 2005, uma vez que os resultados para esse ano foram atípicos. Esse FE médio foi aplicado na produção nacional (exclusivamente da Petrobras nesse período) para estimar as emissões fugitivas de forma agregada para o setor de E&P, pois a Petrobras passou a inventariar suas emissões somente a partir de 2003. A definição do período de 2003 a 2008 como base para gerar um FE médio a fim de se estimarem as emissões de 1990 a 2002 ocorreu em função de se adotar um período de referência que mantivesse um padrão de queima em tocha similar ao do período que seria extrapolado, devido à alta significância dessa tipologia de fonte nas emissões fugitivas do E&P, principalmente nos períodos pretéritos. O padrão de queima em tocha alterou-se nos últimos anos, sobretudo a partir de 2010, em função dos esforços da Petrobras em aumentar o aproveitamento do gás produzido.

Para as emissões relativas às outras empresas (além da Petrobras), para os anos de 2003 a 2016, foram calculados fatores de emissão (FE) implícitos anuais para o setor de E&P, a partir dos dados de emissão (por gás) e de produção (barris/dia) relativos à Petrobras. Em seguida, aplicaram-se os FE implícitos anuais da Petrobras para cada ano do período de 2003 a 2016 no volume anual produzido pelas demais companhias no Brasil (esses dados de atividades podem ser encontrados no item 2.1).

Refino:

Para a estimativa dos dados de emissão nacional da área de Refino, no período de 1990 e 2002, também foi utilizado um FE médio, obtido pela relação entre o valor médio das emissões entre 2003 e 2008 e a carga processada nas refinarias no mesmo período. Esse FE multiplicado pela carga processada de cada ano resultou nas estimativas de emissões para os anos de 1990 a 2002. A escolha desse período para a obtenção do FE ocorreu sobretudo devido à elevação do padrão de emissões por unidade de combustível produzido nas refinarias nacionais, que vem ocorrendo de forma mais expressiva desde o ano de 2009. Esse aumento no padrão de emissões de GEE acontece em resposta ao aumento da qualidade dos combustíveis disponibilizados no Brasil, que levou a uma maior complexidade do parque de refino, o qual tem se caracterizado por maior consumo energético e aumento da demanda por hidrogênio, que é produzido a partir da reforma a vapor do gás natural nas UGHs, gerando CO₂ como subproduto da reação.

Para se obterem as emissões relacionadas a outras empresas para os anos de 2003 a 2016, foram calculados fatores de emissão (FE) implícitos anuais para o setor de Refino, a partir dos dados de emissão (por gás) e de processamento (barris/dia) relativos à Petrobras. Em seguida, aplicaram-se os FE implícitos anuais da Petrobras para cada ano do período de 2003 a 2016 no volume anual processado pelas demais companhias no Brasil (os dados de atividades reportados no item 2.1).

Transporte:

Para o setor de Transporte, os anos de 2003 a 2016 apresentam emissões inventariadas pela Petrobras. No entanto, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) já operava no Brasil no período de 2000 a 2003, porém a Petrobras possui dados apenas a partir de 2004 para essa fonte. Para estimar as emissões da TBG de 2000 a 2003 foi necessário realizar uma extrapolação. Calculou-se um percentual médio de emissões da TBG, em relação à soma de E&P e do Refino, referente ao período de 2004 a 2006. Esse percentual médio foi então aplicado aos valores de emissões fugitivas de E&P e do Refino relativos às outras companhias no período entre 2000 e 2003. Assim, as emissões nacionais relativas ao Transporte de 2000 a 2003 serão o somatório das emissões da Petrobras com as estimativas das emissões da TBG de 2000 a 2003. Observou-se pela extrapolação a emissão apenas de CH₄ para a TBG para esse período. Para a estimativa de emissões da área de Transporte da Petrobras no período de 1990 e 2002, foi utilizada uma relação entre as

emissões da Petrobras relativas a essa área (calculadas nos anos de 2003 a 2006) e a soma das emissões dos seus setores de E&P e Refino no mesmo período. Assim, foi calculada a participação percentual média do setor de Transporte, em relação à soma das emissões do setor de E&P e Refino da Petrobras (para o período entre 2003 e 2006), que foi multiplicada à soma das emissões de E&P e Refino no período entre 1990 e 2002, com base na manutenção desse percentual médio. Escolheu-se o período até 2006, uma vez que para 2007 e 2008 o perfil de emissões do setor foi alterado em função da atividade da TBG e Transpetro no inventário da Petrobras. Para as emissões da Petrobras relativas ao setor de Transporte entre 1990 e 1999 serão consideradas as emissões nacionais do setor em tal período.

- **Metodologia para extrapolação dos resultados - categorização IPCC 2006:**

Uma vez extrapoladas as emissões nacionais por área, foi necessária a alocação delas para as categorias indicadas no IPCC 2006, conforme indicado no Apêndice A1. Os valores de 2003 a 2016 referem-se diretamente àqueles indicados pela empresa para o período (Apêndice A2). Para a alocação das emissões da Petrobras de 1990 a 2002, foram elaborados índices por gás e por fonte de emissão para o ano de 2003, sendo este o ano mais próximo à série a ser calculada. Esses índices foram aplicados ao total nacional calculado anteriormente por extrapolação, por gás e por fonte para a série de 1990 a 2002.

Para outras empresas no período de 2003 a 2016 foram obtidos índices de participação por fonte e por gás com base nos resultados da Petrobras para o período, e esses índices foram aplicados ao total de emissão por gás de “outras empresas”, seguindo a extrapolação considerada por área (E&P, Refino e Transporte).

2.1 Dados de atividade

Uma vez que a Petrobras faz o monitoramento e o cálculo das emissões de todo o seu sistema de petróleo e gás, esses resultados têm por base os dados de atividades de todas as plantas, que por vezes acabam sendo submetidos às questões de sigilo industrial.

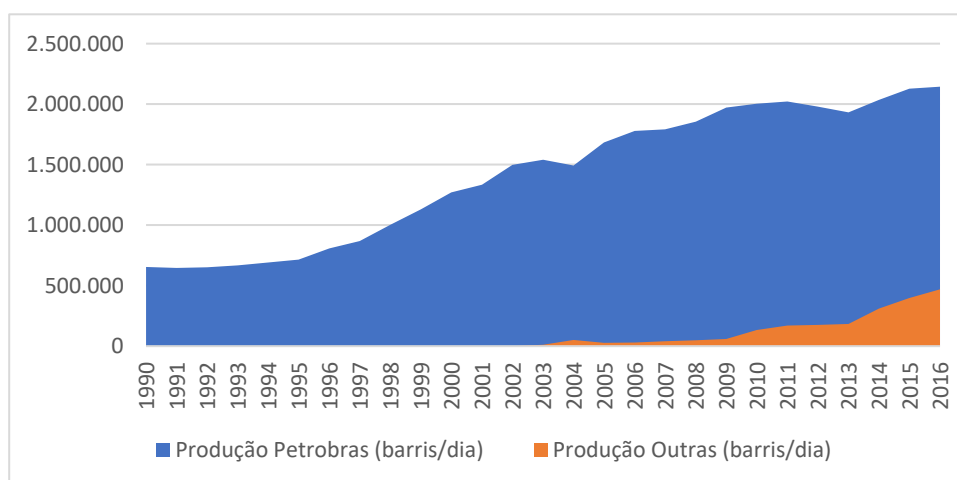
As informações que foram fornecidas para o Quarto Inventário Nacional são os resultados das emissões de GEE já calculados e/ou monitorados para o período de 2003 a 2016. Esses dados detalhados podem ser encontrados no Apêndice A2. Os resultados de emissões de GEE da empresa, cuja abordagem é *bottom-up*, são calculados a partir dos dados de consumo e movimentação de petróleo, gás e derivados associados a cada fonte de emissão, sendo aplicados a eles, dependendo da fonte ou espécie química emitida, estequiometria por balanço de massa, protocolos

internacionais de estimativas de emissões adotados na indústria de petróleo e gás, além de medição direta das emissões, conforme indicado no Apêndice A3.

A estimativa das emissões nacionais, ou seja, aquelas além das atividades da Petrobras, para o período entre 1990 e 2016, foi realizada a partir de extrapolações, utilizando dados de produção e emissões da Petrobras e dados de produção e refino obtidos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP (Apêndice A2).

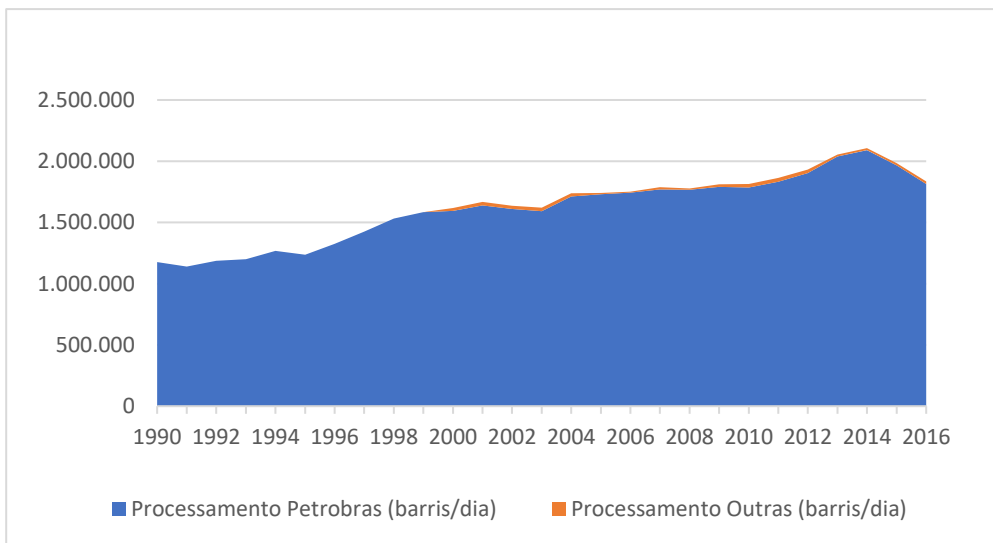
Observa-se que a série histórica de informações disponibilizadas pela ANP se inicia somente a partir do ano de 2000. Na ANP estão disponíveis dados de carga processada por refinaria, permitindo assim desagregar o processamento específico da Petrobras, do total processado no país. Por sua vez, os dados de produção de petróleo, condensado e LGN fornecidos pela ANP se referem ao total do país, não apresentam informações das companhias de petróleo e gás envolvidas. No entanto, para todo o período de 1990 a 2016, foram obtidos os dados da Petrobras referentes à sua própria produção de petróleo, condensado e LGN, sendo possível a desagregação para o nacional (Figura 1). As informações detalhadas podem ser encontradas no Apêndice A2.

Figura 1. Produção de Petróleo, Condensado e Líquidos de Gás Natural (LGN) (em barril/dia)



A carga processada nas refinarias foi obtida a partir de ANP (Apêndice A2), para os anos de 2000 a 2016. Para os anos de 1990 e 1999 o volume de carga processada foi obtido pelo Balanço Energético Nacional - BEN (EPE, 2019). Os dados para o período completo de 1990 a 2016 podem ser observados no Apêndice A2 e na Figura 2.

Figura 2. Processamento nacional de petróleo (em barril/dia)



2.2 Fatores de emissão e outros parâmetros

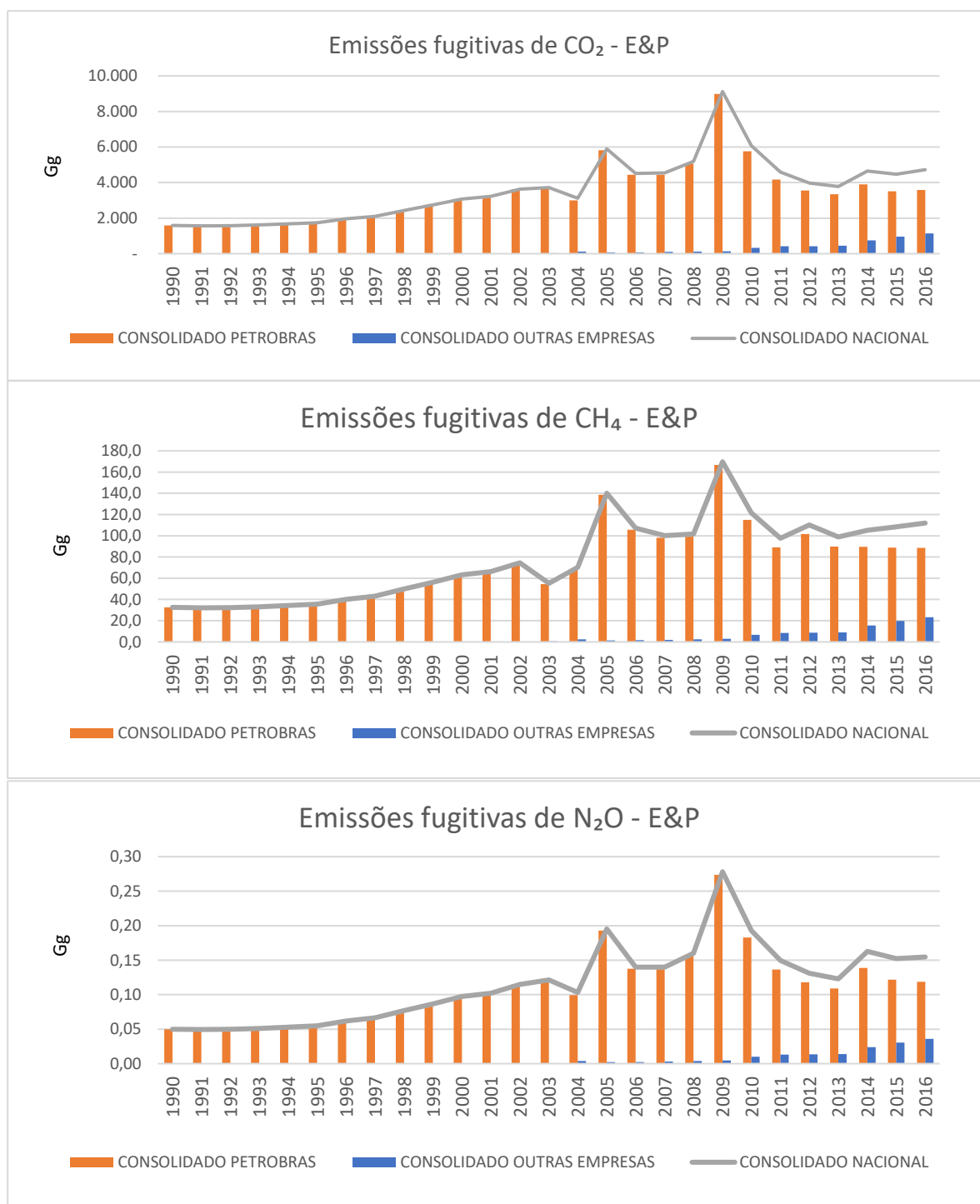
Uma vez que para o cálculo de emissões na Petrobras são utilizados diversos métodos e protocolos, os fatores de emissão e os parâmetros estão correlacionados com cada um deles. No Apêndice A4 são apresentadas as referências dos fatores de emissões utilizados para cada uma das fontes consideradas pela Petrobras.

3 Resultados

Nesta seção, são apresentados os resultados em termos de emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O para a categoria. Para facilitar a análise, em um primeiro momento serão apresentados os resultados separados por área (E&P, Refino e Transporte), e adiante os resultados serão apresentados conforme categorização do IPCC 2006.

A Figura 3 apresenta os resultados de emissões fugitivas para a área de Exploração e Produção (E&P) para os três gases (CO₂, CH₄ e N₂O).

Figura 3. Resultados das emissões fugitivas da área de Exploração e Produção (E&P) (1990 a 2016)



Os resultados indicam a ocorrência de dois picos de emissão para os três gases considerados, os quais ocorrem nos anos de 2005 e 2009. Esses picos deveram-se quase que integralmente ao aumento das emissões associadas às tochas. No ano de 2005 foram iniciadas as operações de novas plataformas de grande porte na Bacia de Campos e também foram observadas instabilidades operacionais do sistema de compressão de gás de Urucu. Analogamente, o pico da emissão de 2009 se deveu, principalmente, ao início de operação de três novas unidades de produção na Bacia de

Campos: a P-51, no campo de Marlim Sul, e a P-53 e o FPSO Cidade de Niterói, no campo de Marlim Leste. Outro fator que influenciou fortemente a queima de gás em 2009 foi a parada conjunta programada para substituição de equipamento submarino (*manifold*) no campo de Roncador, necessária para viabilizar o maior escoamento de gás das novas unidades de produção, e das instalações de processamento de gás no Terminal de Cabiúnas, para renovação das certificações de segurança. Nessa parada programada, foi impactado o escoamento de gás de 5 plataformas de produção (P-50, P-51, P-52, P-54 e FPSO Brasil).

Em relação a 2014, o pequeno pico de emissões se deveu à entrada em operação de cinco novas plataformas. A P-58 entrou em operação em março na área denominada Parque das Baleias, no pós e no pré-sal da Bacia de Campos. Em maio, a P-62 iniciou a produção no Campo de Roncador, na Bacia de Campos. As outras três unidades que entraram em operação ainda em 2014 são: P-61, no Campo de Papa-Terra, no pós-sal da Bacia de Campos, e os sistemas FPSO Cidade de Ilhabela, no Campo de Sapinhoá Norte, e FPSO Cidade de Mangaratiba, no Campo de Iracema Sul, ambos no pré-sal da Bacia de Santos. Com a entrada dessas unidades, a produção de petróleo apresentou um crescimento sustentável de 7,5%, o que explica a estabilização das emissões em 2015 e 2016 num nível maior do que o observado nos anos de 2012 e 2013.

A queima de parcela do gás natural, produzido junto com o petróleo, é inerente ao processo de produção em todas as empresas operadoras. Nos primeiros meses de operação de plataformas, a queima de gás é alta, pois o início da produção de petróleo ocorre antes da conclusão da fase de comissionamento da planta de compressão de gás da plataforma e do gasoduto de exportação. Após o período de comissionamento dos compressores, da instalação do gasoduto de exportação e da estabilização da produção, a queima em tocha é reduzida na plataforma. Ela ocorre por motivo de segurança (piloto da tocha das facilidades de produção) e em paradas para manutenção, assim como em situações temporárias de emergência ou de limitações operacionais.

Ressalta-se que, segundo a Petrobras, as suas operações seguem os limites de queima estabelecidos pela ANP. Para os casos nos quais, devido a situações emergenciais e para garantia de segurança, não há possibilidade de cumprimento dos limites acordados, a Petrobras segue os procedimentos definidos na Lei e Regulamentos, solicitando autorização extraordinária de queima, por motivo de força maior, de acordo com o previsto na Portaria ANP nº 249/2000. Tais solicitações são analisadas pela Agência e autorizadas sempre que se justificam tecnicamente.

A partir de 2010, observa-se uma tendência de redução das emissões, a qual está relacionada sobretudo aos esforços da Petrobras em aumentar o aproveitamento do gás produzido. O Índice de Utilização de Gás Associado - IUGA da companhia, no Brasil, era de 79,1% em 2009 e alcançou 92,6% em 2013. Em 2018, quando a Petrobras anunciou seu apoio à iniciativa *Zero Routine Flaring by 2030* do Banco Mundial, a companhia também divulgou, simultaneamente, que todos os ativos sob o seu controle operacional já estavam exportando ou reinjetando gás e, portanto, não exigiam queima

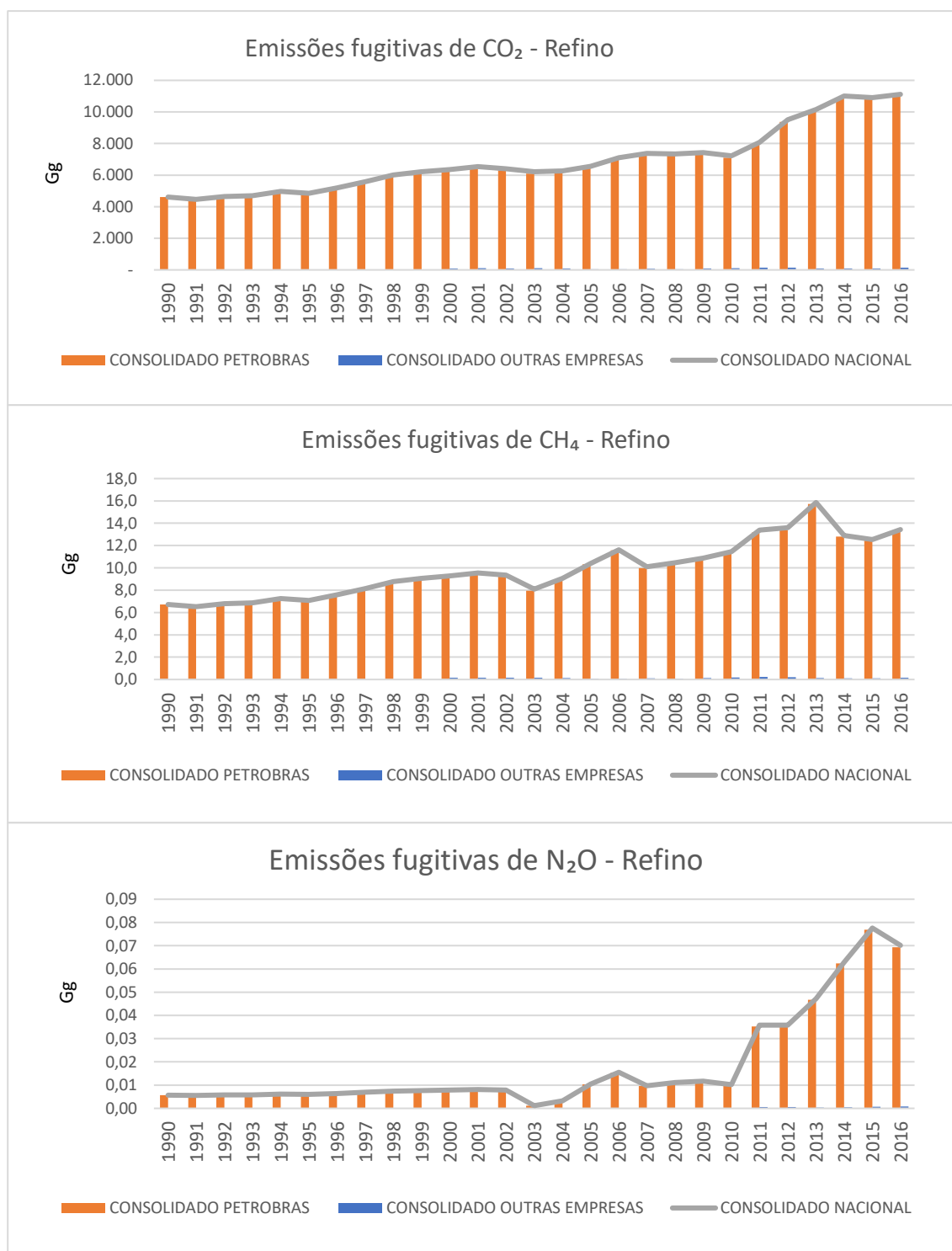
rotineira da produção de gás. Como resultado, o aproveitamento médio de gás em 2018 foi de 97%, representando uma melhoria de 23% ao longo dos dez anos anteriores.

A Figura 4 apresenta os resultados de emissões fugitivas para a área de Refino para os três gases (CO_2 , CH_4 e N_2O).

De modo geral, observa-se de 1990 a 2010 um aumento gradativo das emissões fugitivas relativas à área de refino, para os três gases, que acompanha o total de carga processada nas refinarias (Figura 4). A partir de 2011 verifica-se um aumento mais acentuado dessas emissões, especialmente no que se refere ao N_2O . Nos últimos anos, houve um significativo aumento da qualidade dos combustíveis disponibilizados no Brasil, levando a maior complexidade do parque de refino nacional, no qual foram incorporadas novas unidades de hidrotreatamento (HDT) e unidades de geração de hidrogênio (UGH). Essa maior complexidade resulta em um padrão maior de emissão de GEE por unidade de combustível produzido pelas refinarias, o que explica os maiores aumentos verificados desde 2010. No entanto, a redução da carga processada de 2014 a 2016 se refletiu em certa estabilização das emissões de CO_2 para esses anos. Observa-se ligeira queda de 2014 para 2015 e pequeno aumento de 2015 para 2016, causado pelo mesmo comportamento das emissões do conjunto de Regeneradores FCC das refinarias, o qual é a principal tipologia de emissão de CO_2 de fugitivas do refino.

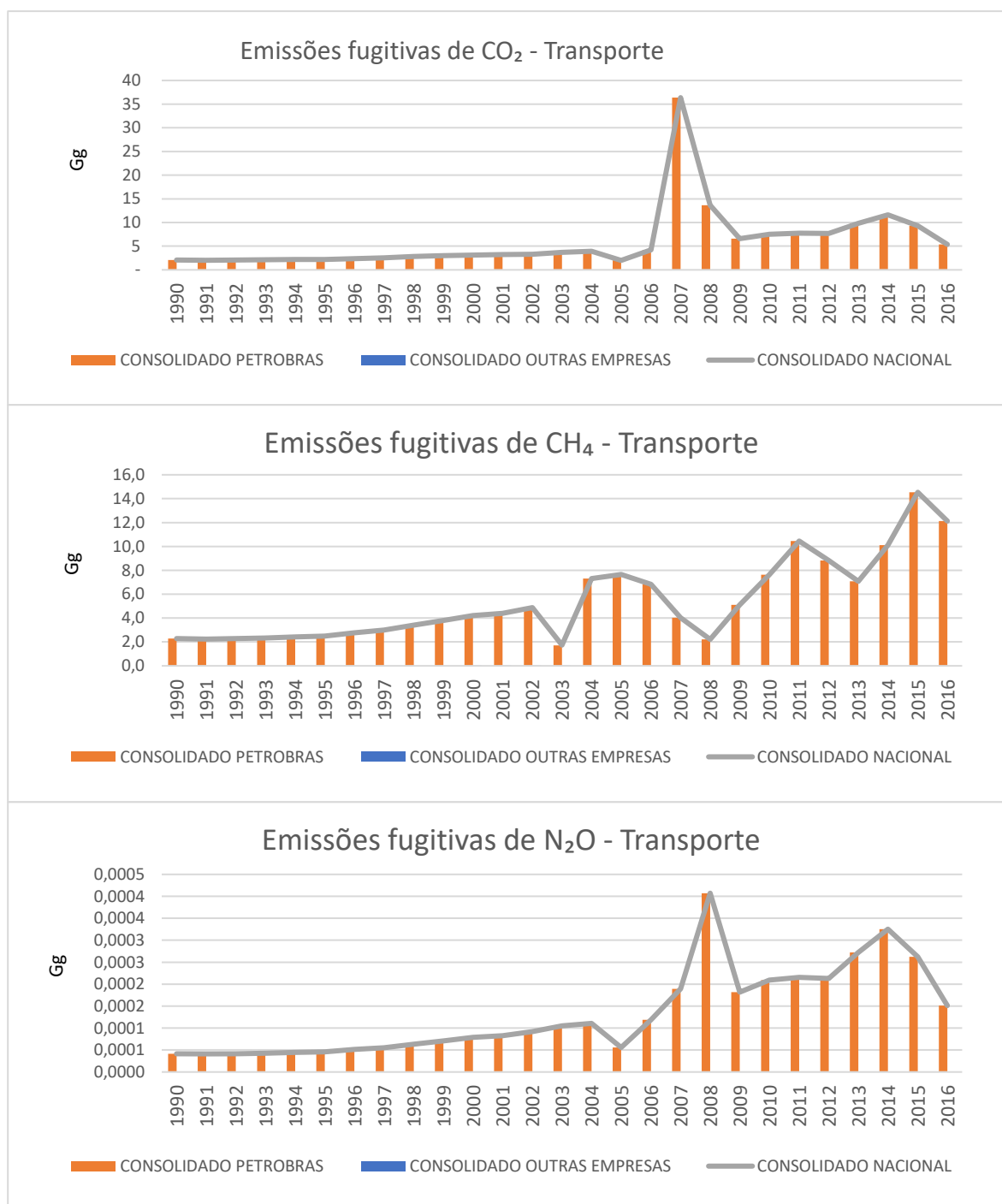
Para o último ano da série histórica (2016), observa-se redução das emissões de N_2O . Como mencionado, o Regenerador FCC é a principal fonte de CO_2 de fugitivas do refino, mas a fonte dominante de emissão de N_2O no refino é a Tocha. Assim, a redução do envio de massa de hidrocarbonetos para ser queimada na tocha de 2015 a 2016 levou a acentuada redução da emissão de N_2O , refletindo em redução total de N_2O no refino, apesar de o FCC ter apresentado pequeno aumento das suas emissões de N_2O para o mesmo período.

Figura 4. Resultados das emissões fugitivas da área de Refino (1990 a 2016)



A Figura 5 apresenta os resultados de emissões fugitivas para a área de Transporte para os três gases (CO₂, CH₄ e N₂O).

Figura 5. Resultados das emissões fugitivas da área de Transporte (1990 a 2016)



As emissões fugitivas relacionadas ao Transporte são expressivamente inferiores àquelas pertinentes a E&P e ao Refino. No Transporte também se observa maior oscilação das emissões ao longo dos anos, especialmente de 2003 em diante.

O ano de 2007 é o que se destaca como o de maiores emissões de CO₂, em função de atividade de decompressão do GASDUC I (pertencente à malha de gasodutos da Transpetro), cujo inventário de gás natural presente neste gasoduto foi alinhado para queima em tocha, justificando o pico de

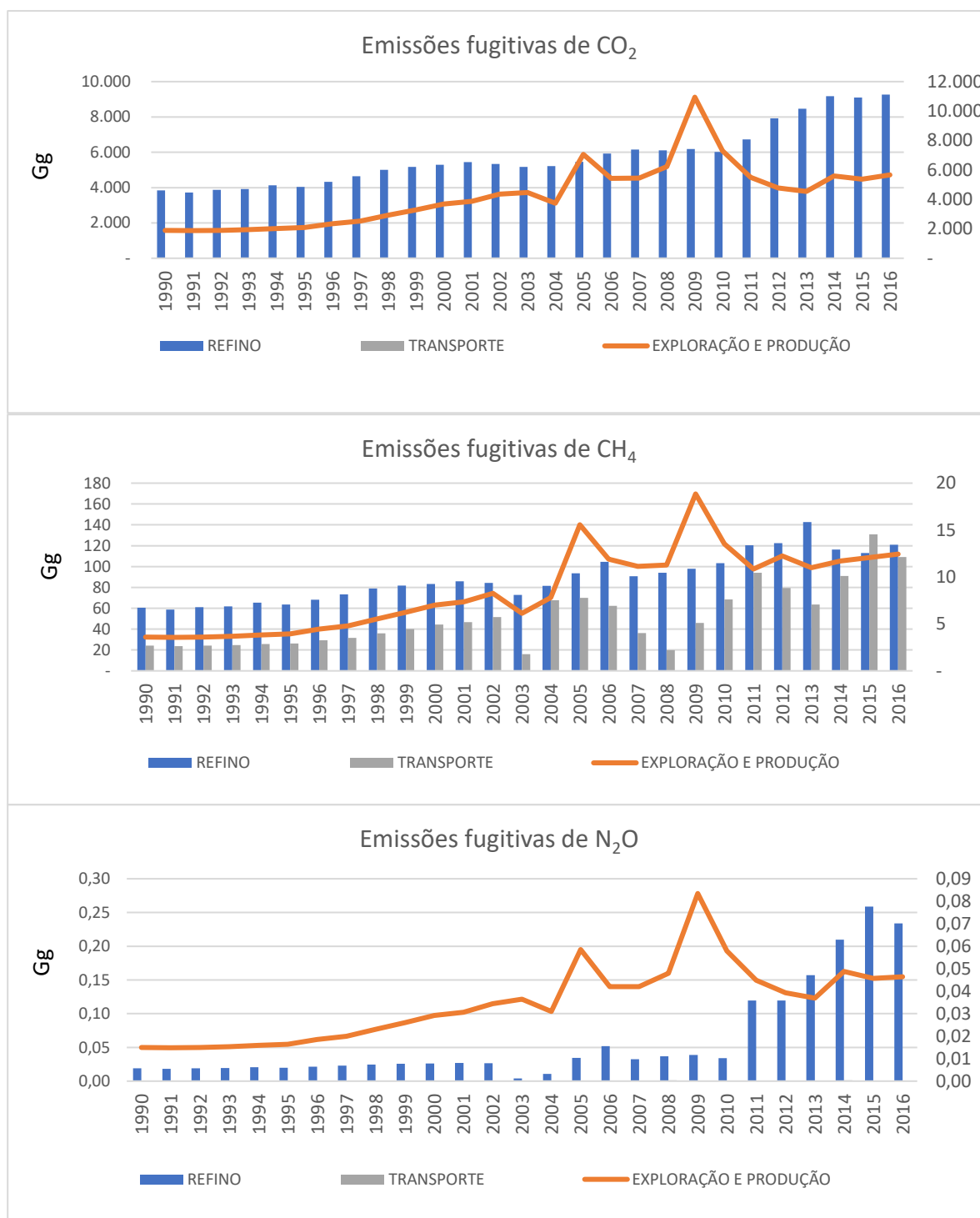
emissão em CO₂. Esse evento de despressurização do GASDUC I fez parte dos procedimentos operacionais da sua conversão em OSDUC IV, que passou a transportar líquido de gás natural (LGN), no âmbito do Plano de Antecipação da Produção de Gás (PLANGÁS), concebido pela Petrobras em 2006, com o objetivo de garantir o abastecimento de gás natural no território nacional.

Já em 2008, as emissões de N₂O apresentam um pico em função de uma operação de descompressão e alinhamento para queima em tocha da TBG para aquele ano. Observa-se que o referido evento da Transpetro (no GASDUC I) em 2007, de descompressão e alinhamento para queima em tocha, movimentou uma massa de gás natural mais de quatro vezes maior do que o evento da TBG em 2008. No entanto, no caso da Transpetro (GASDUC I), foi utilizado um protocolo de cálculo (de despressurização com alinhamento para tocha) que considera somente a emissão de CO₂, não contemplando o N₂O e o CH₄. Já o protocolo de cálculo utilizado no evento da TBG foi o protocolo de tocha (devido à melhoria contínua do inventário de emissões), que considera os três gases de efeito estufa (CO₂, N₂O e CH₄). Assim, as emissões de CO₂ em 2007 apresentaram um grande pico devido ao evento do GASDUC I, mas que não foi acompanhado por picos de emissão de N₂O e CH₄, pelo motivo já mencionado. Por sua vez, o evento da TBG provocou o pico de emissão de N₂O em 2008, mas não foi suficiente para se refletir num pico de CO₂ e CH₄ para o mesmo ano, visto que o volume de gás queimado em tocha no referido evento foi bem menor do que o apresentado no evento do GASDUC I no ano anterior.

A Figura 6 apresenta os resultados de emissões fugitivas por gás, em que é possível observar a contribuição de cada uma das áreas (E&P, Refino e Transporte) para a categoria de Petróleo e Gás Natural.

As atividades de Refino respondem pela maior parte das emissões de CO₂, mas têm sua participação reduzida de 74,4% em 1990 para 70,2% em 2016. Apenas em 2009 as atividades de E&P responderam pela maior parte das emissões de CO₂, com 44,9%. No caso das emissões de CH₄, são as emissões da E&P que mais se destacam, aumentando sua participação de 77,5% para 81,4% ao longo do período analisado. As emissões de N₂O seguem a mesma tendência apresentada pelas emissões de CH₄, sendo que a participação da E&P no total de emissões apresentou redução de 1990 (89,7%) a 2016 (68,7%).

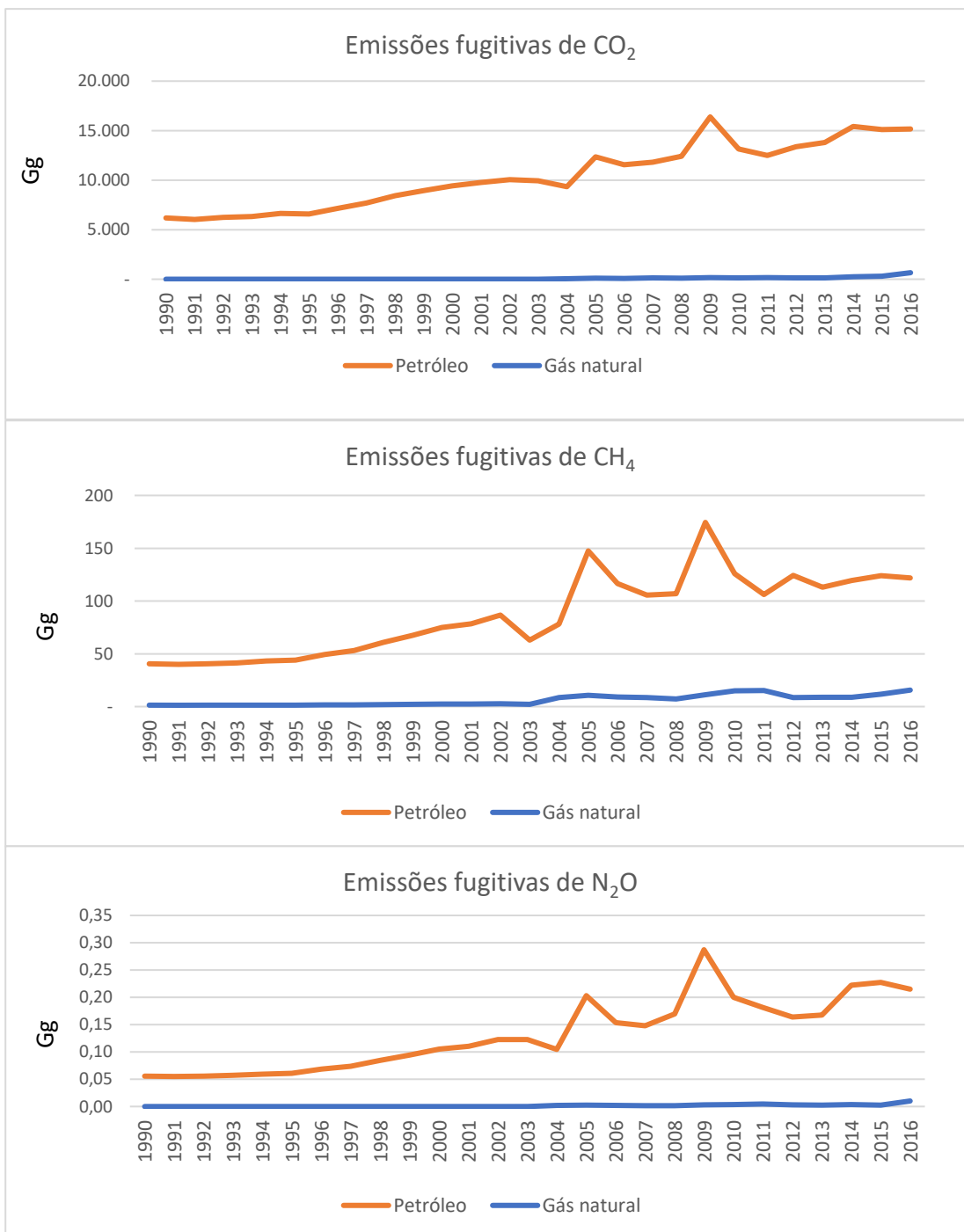
Figura 6. Resultados das emissões fugitivas por gás para as áreas de Petróleo e Gás Natural (1990 a 2016)



Seguindo a classificação indicada pelo IPCC 2006, as emissões fugitivas são desagregadas entre petróleo e gás natural. Os detalhes dos resultados podem ser consultados no Apêndice B. Na Figura 7 são apresentados os resultados por combustíveis. Observa-se a prevalência das emissões relacionadas ao petróleo para toda a série histórica. Entretanto, destaca-se que no Brasil não é possível desagregar algumas categorias de emissões, pois a produção de GN é associada ao petróleo,

desse modo optou-se por relacionar aos processos de GN (1.B.2.b) apenas àquelas categorias que eram exclusivamente para exploração, refino e transporte do gás natural. Para aquelas em que não foi possível a desagregação entre os dois processos, foram mantidas em Petróleo (1.B.2.a).

Figura 7. Resultados das emissões fugitivas por gás emitido para Petróleo e Gás Natural (1990 a 2016)



4 Diferenças em relação ao Terceiro Inventário

4.1 Revisão de dados e adição de fontes de emissões

Os valores de emissões fugitivas das áreas de E&P, Refino e Transporte dos anos de 2003 a 2010 foram revisados com relação ao Terceiro Inventário e dados de 2011 a 2016 foram incorporados ao Quarto Inventário. A seguir há um detalhamento sobre as modificações ocorridas por área do sistema de petróleo e gás natural.

- **EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)**

No Quarto Inventário os valores de emissões fugitivas de toda a série histórica das UPGNs (Unidades de Processamento de Gás Natural) UTGC, UTG Sul, UTGCA e Tecab foram realocados de E&P para a área de Refino.

- **REFINO**

Foram incorporadas ao setor Refino, a partir do Quarto Inventário Nacional, as emissões das UPGNs (Unidades de Processamento de Gás Natural) UTGC, UTG Sul, UTGCA e Tecab. Até o 3º Inventário Nacional, as emissões dessas UPGNs estavam inventariadas como: UTGC, UTG Sul, UTGCA até 2014 no setor E&P (E&P Petrobras); e Tecab até 2014 no setor Transporte (Transpetro Petrobras).

As emissões fugitivas do setor Refino do Quarto Inventário Nacional são as emissões das refinarias da Petrobras e as emissões das UPGNs, conforme a seguir:

- ✓ ***Refinarias da Petrobras: Lubrificantes do Nordeste (LUBNOR); Refinaria de Capuava (RECAP); Refinaria Duque de Caxias (REDUC); Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP); Refinaria Gabriel Passos (REGAP); Refinaria Isaac Sabbá (REMAN); Refinaria Pres. Getulio Vargas (REPAR); Refinaria de Paulínia (REPLAN); Refinaria Henrique Lage (REVAP); Refinaria Landulpho Alves (RLAM); Refinaria Abreu e Lima (RNEST); Refinaria Presidente Bernardes (RPBC); Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC); Superint. de Industrializ. Xisto (SIX).***

- ✓ *UPGNs da Petrobras: Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), Caraguatatuba, São Paulo; Unidade de Processamento de Gás de Cacimbas (UTGC), Linhares, Espírito Santo; Unidade de Tratamento de Gás Sul Capixaba (UTG Sul), Anchieta, Espírito Santo; Terminal de Cabiúnas (TECAB), Cabiúnas, Macaé, Rio de Janeiro*

- **TRANSPORTE**

Para o Quarto Inventário, no setor Transporte foram consideradas fontes de emissões que não foram consideradas nos inventários anteriores, a saber: Tipologia de fonte Carga Caminhão/Vagão inventariada pela Petrobras no E&P, referente às emissões decorrentes do carregamento de petróleo em caminhões e vagões para o transporte *on shore* de petróleo por caminhão e vagão de trem. Outras fontes consideradas a partir deste Quarto Inventário são as tipologias de fontes fugitivas e de despressurização (tipologias já historicamente consideradas) dos três Terminais flexíveis de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL): Terminal de Regaseificação de Pecém (GLN); Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara (GNL) e Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia - TRBA. Na estrutura organizacional da Petrobras, os terminais de GNL foram inicialmente alocados na diretoria de G&E (Gás e Energia) e desde 2017 estão na diretoria RGN (Refino e Gás Natural), a qual é resultado da fusão da diretoria de G&E com a diretoria de Abastecimento (Refino, Petroquímica e Fábricas de Fertilizantes).

Neste Quarto Inventário, o setor Transporte não contabilizou a UPGN TECAB, a qual foi contabilizada no setor de Refino. Na estrutura organizacional da Petrobras, o TECAB (terminal terrestre de Cabiúnas) estava alocado na Transpetro até 2014. De 2015 a 2016 ficou alocado no G&E.

Como nos inventários anteriores, foram considerados pela Transpetro os gasodutos (DGN) e os oleodutos e terminais, que recebem ou descarregam petróleo de navios (DTO). Foram realocadas as emissões do TECAB do Transporte para o Refino. Na estrutura organizacional da Petrobras, o Tecab estava alocado na Transpetro (DT) de 2003 a 2008 e na Transpetro (DGN) de 2009 a 2014. Atualmente, a estrutura organizacional da Petrobras aloca o TECAB e as demais UPGNs (Unidade de Processamento de GN) no RGN (Refino e Gás Natural). Assim, para efeitos do presente inventário, alocamos as emissões das UPGNs no Refino.

Foram identificadas e portanto incluídas para o Quarto Inventário as emissões de descompressão da TBG de 2004 a 2006, tipologia de fonte não inventariada para os outros anos. Ainda em relação aos anos de 2004 a 2006, foram incluídos os valores de emissão para fugitivas e ventilação da TBG. As emissões dos anos de 2004 a 2006 da TBG não tinham sido consideradas nos inventários anteriores ao Quarto Inventário, em função de terem sido identificadas somente agora, pois estão dentro de

“OPE Transportadoras” de gás natural para os anos de 2004 a 2006. A partir de 2007, a TBG é identificável mais facilmente na estrutura organizacional do SIGEA (Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas da Petrobras), e por essa razão esteve presente até o Terceiro Inventário Nacional somente com os valores a partir de 2007.

A Tabela 5 apresenta um resumo comparativo das ações ocorridas com relação ao inventário anterior.

Tabela 5. Comparação das ações por fonte de emissão por área entre o Terceiro e o Quarto Inventário

Fontes de Emissão Fugitiva GEE	Comparação entre Terceiro e Quarto Inventário
Área de E&P	
Produção e Exploração	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Vent – E&P	Realocação das emissões das UPGNs do E&P para o Refino, refletindo alteração de alocação de parte das emissões dessa tipologia de fonte
Flash de metano – E&P	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Desidratação Glicol – E&P	Realocação das emissões das UPGNs do E&P para o Refino, refletindo alteração de alocação de parte das emissões dessa tipologia de fonte
MEA/DEA	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Pigging – E&P	Realocação das emissões das UPGNs do E&P para o Refino, refletindo alteração de alocação de parte das emissões dessa tipologia de fonte
Fugitivas – E&P	Realocação das emissões das UPGNs do E&P para o Refino, refletindo alteração de alocação de parte das emissões dessa tipologia de fonte
Tocha – E&P	Realocação das emissões das UPGNs do E&P para o Refino, refletindo alteração de alocação de parte das emissões dessa tipologia de fonte
Canaleta	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Despressurização	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Limpeza Tanque/Vaso	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Tanque Ventilação Atmosférica	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Área de Refino	
UFCC	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
UGH	Valores de CO ₂ corrigidos em 2004, 2005, 2006 e 2007
Fugitivas – Refino	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Tocha – Refino	Valores de GEE corrigidos em 2007, 2008, 2009, 2013 e 2014
Desidratação Glicol – Refino	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Pigging – Refino	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Vent – Refino	Valor de CH ₄ corrigido em 2005
Área de Transporte	

Fontes de Emissão Fugitiva GEE	Comparação entre Terceiro e Quarto Inventário
Descompressão Transpetro	Exclusão TECAB (Cabiúnas)
Descompressão Terminais de Regaseificação GNL	Fonte não contemplada no 3º Inventário
Descompressão TBG	Fonte não contemplada no 3º Inventário
Fugitiva Transpetro	Exclusão TECAB (Cabiúnas)
Fugitiva Terminais de Regaseificação GNL	Fonte não contemplada no 3º Inventário
Fugitiva TBG	Alterado valor de 2005, 2013 e 2014
Tocha Transpetro	Exclusão TECAB (Cabiúnas)
Tocha TBG	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Vent Transpetro	Exclusão TECAB (Cabiúnas)
Vent TBG	Alterado valor de 2005, 2006, 2013 e 2014
Gasoduto Transpetro	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Gasoduto E&P	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Flash Metano Transpetro	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Pigging Transpetro	Apenas inserção dos valores de 2011 a 2016
Carga Caminhão/Vagão E&P	Fonte não contemplada no 3º Inventário

4.2 Comparação dos resultados do Terceiro e Quarto Inventário

A seguir são apresentadas as diferenças entre os resultados do Quarto Inventário e do Terceiro Inventário. A Figura 8 apresenta a comparação por gás na área de E&P, a Figura 9 no Refino e a Figura 10 no Transporte.

Figura 8. Comparação dos resultados do Terceiro e Quarto Inventário por gás - área de E&P

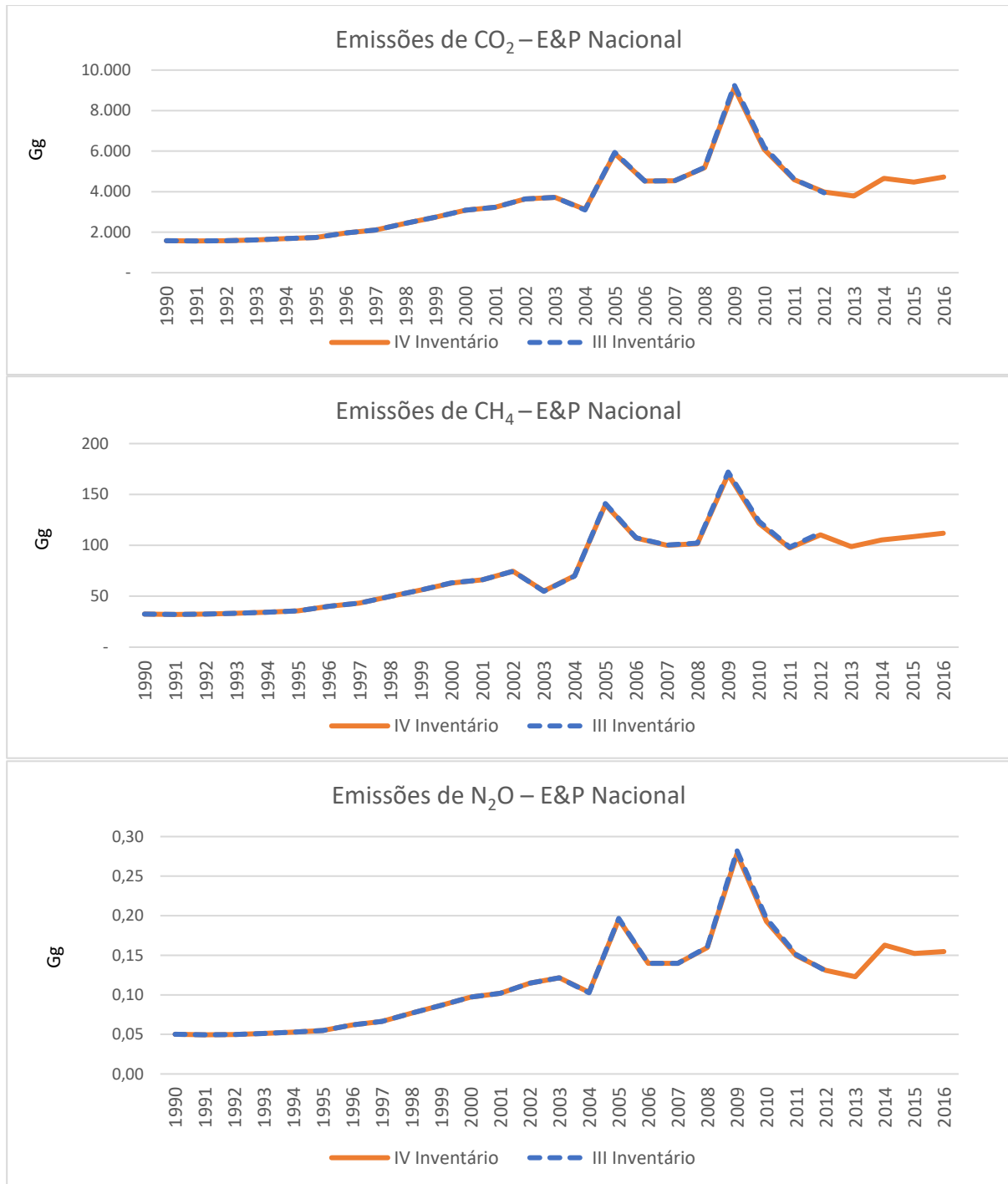


Figura 9. Comparação dos resultados do Terceiro e Quarto Inventário por gás - área de Refino

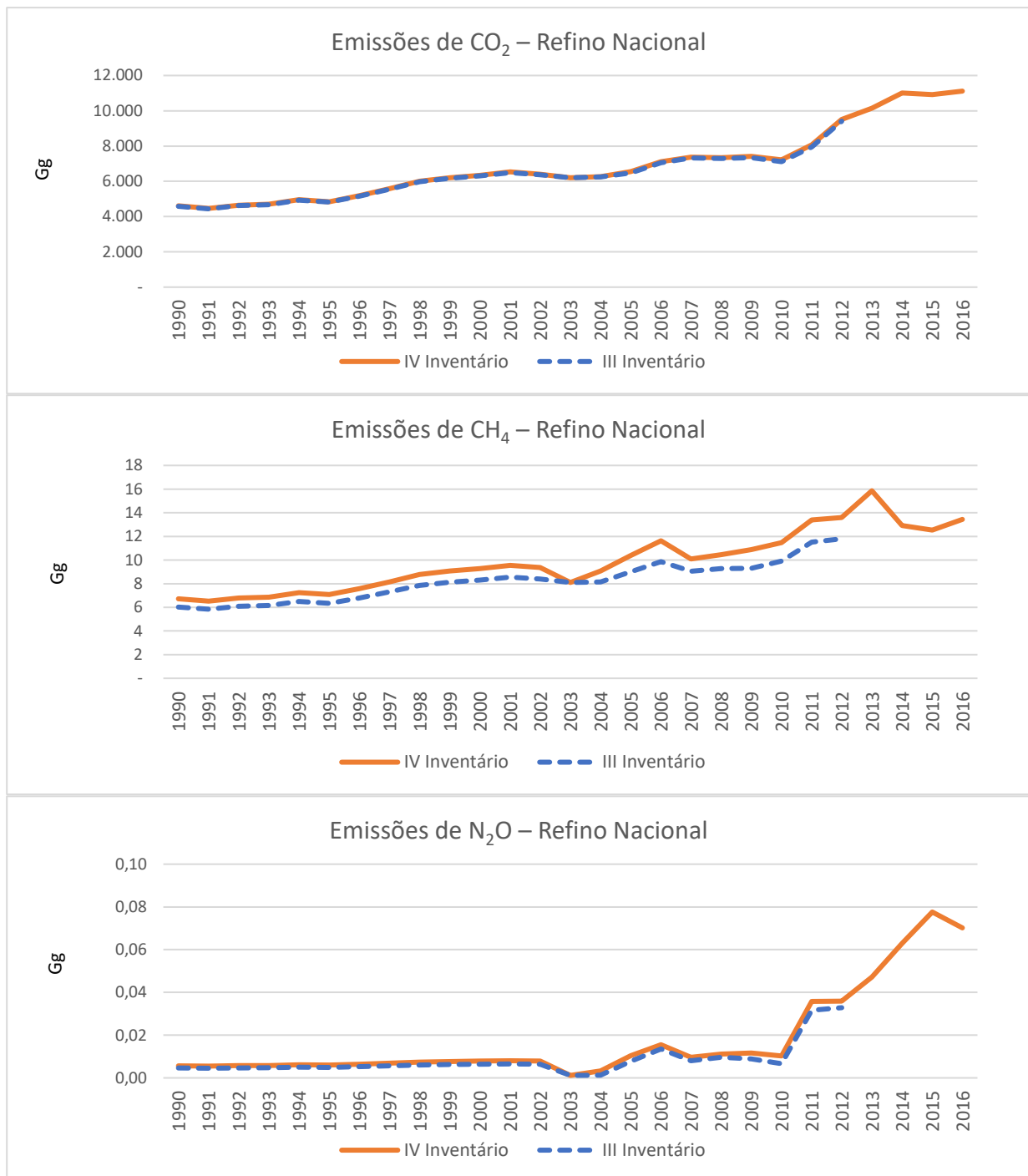
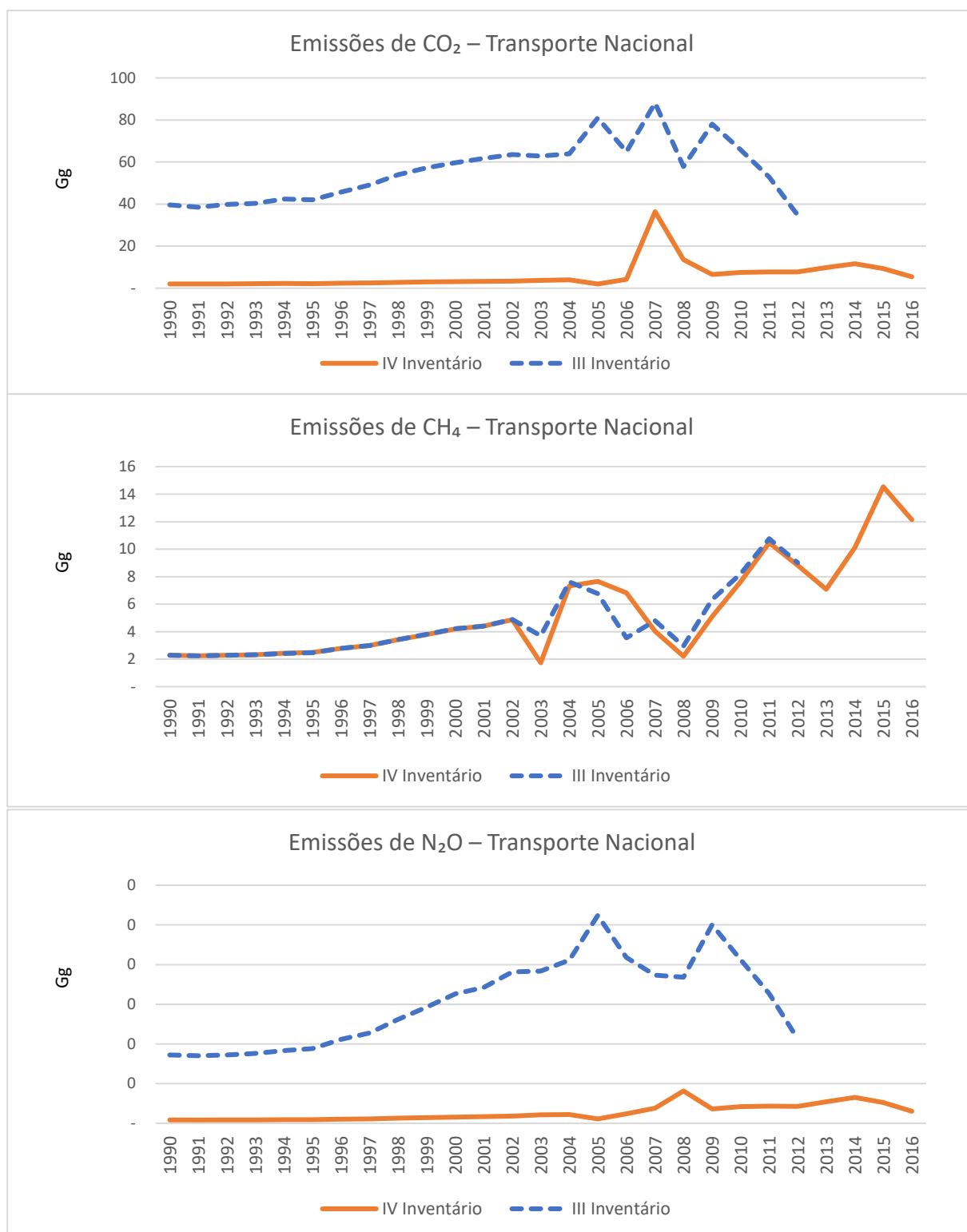


Figura 10. Comparação dos resultados do Terceiro e Quarto Inventário por gás - área de Transporte



Observa-se que para as áreas de E&P e Refino as tendências são similares, e diferenças pontuais podem ser identificadas, principalmente para emissões de CH₄ no Refino. As diferenças mais significativas observadas nos resultados referem-se àquelas da área de Transporte. No Terceiro

Inventário, grande parte das emissões era proveniente da Tocha Transpetro. Para o Quarto Inventário, apesar da inserção de novas fontes, as emissões de CO₂ e N₂O foram menores, uma vez que a fonte Tocha Transpetro foi considerada, porém sem a UPGN TECAB (terminal terrestre de Cabiúnas), a qual foi contabilizada no setor de Refino. Apesar da realocação, as emissões de Refino não foram significativamente impactadas, dada a ordem de grandeza das emissões dos setores, sendo o Refino muito mais representativo que o setor Transporte, e também que em alguns anos houve a compensação dessas emissões com a redução em outras fontes importantes do Refino.

5 Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Produção nacional de petróleo e LGN (barris)**. 2019. Disponível em: www.anp.gov.br/dados-estatisticos. Acesso em: 18 jun. 2019.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry**. GHG API Compendium, 2009.

ASOCIACION REGIONAL DE EMPRESAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN LATINOAMERICA Y EL CARIBE (ARPEL). **Guidelines for Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry**. Montevideo: ARPEL, 1998.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balço Energético Nacional**. Ano-Base 2018. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2019.

GLOBAL REPORTING INITIATIVE (GRI); ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). **Methodology for estimating CH₄ Emissions from Natural Gas Systems**. 2006.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. Volume 2 Energy, Chapter 4 Fugitive Emissions. Kanagawa: Institute for Global Environmental Strategies, 2006.

TEXAS COMMISSION ON ENVIRONMENTAL QUALITY (TCEQ). **Technical Guidance Package for Tank Truck and Rail Car Cleaning**. mar. 2001.

THE INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (OGP). **Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations**. Report n. 2.59/197, p. 25, tab. 4.6. 1994.

THE OIL INDUSTRY INTERNATIONAL EXPLORATION & PRODUCTION FORUM (E&P FORUM). **Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations**. Report n. 2.59/197, tab. 4.6, Tier Two Estimation - Gas Flaring. London: E&P Forum, 1994.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (USEPA). **Control of Volatile Organic Compound Emissions from Batch Processes: Alternative Control Techniques Information Document (EPA-450/R-94-020)**. 1994.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (USEPA). Natural Gas Combustion. In: **Revision to AP-42**. Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Section 1.4. USEPA, set. 1998.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (USEPA). **Protocol for Equipment Leak Emission Estimates**. EPA-453/R-95-017, 1995

APÊNDICE A - Detalhamento metodológico

A1. Compatibilização das classificações de emissões

De modo a compatibilizar a apresentação dos resultados do Quarto Inventário com a classificação indicada pelo IPCC 2006, foi realizado o exercício de combinar as emissões fugitivas do formato obtido pela Petrobras e as calculadas, com aquelas requeridas pelo Guia metodológico do IPCC. Para que essa compatibilização pudesse ser realizada, foi elaborado um trabalho de entendimento das subcategorias junto à Petrobras, e os valores foram alocados, considerando a sua maior adesão aos processos indicados pelo IPCC. Todavia, cabe destacar que para o IPCC os resultados são apresentados separadamente entre Petróleo e Gás Natural, e no Brasil não é possível desagregar algumas categorias, pois a produção de GN é associada ao petróleo. Desse modo, optou-se por relacionar aos processos de GN (1.B.2.b) apenas aquelas categorias que eram exclusivamente para a exploração, refino e transporte do gás natural. Para aquelas em que não foi possível a desagregação entre os dois processos, foram mantidas em Petróleo (1.B.2.a).

Destaca-se também que os resultados para as UPGNs foram desagregados para as categorias de ventilação e tocha. Na Tabela 6 há a correlação entre as subcategorias do IPCC e as fontes de emissões consideradas no Quarto Inventário.

Tabela 6. Compatibilização entre as fontes de emissão do Quarto Inventário e as subcategorias indicadas pelo IPCC 2006

Cód. IPCC	Categorias	Fontes de emissões
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	
1.B.2.a	Petróleo	
1.B.2.a.i	Ventilação	Vent – E&P
		Vent – Refino
		Vent Transpetro
		Despressurização
		Limpeza Tanque/Vaso
		Tanque Ventilação Atmosférica
		Produção e Exploração
		Pigging – E&P
		Pigging – Refino
		UGH
		Flash de metano – E&P
Flash metano Transpetro		
1.B.2.a.ii	Queima	Tocha – E&P
		Tocha – Refino
		Tocha Transpetro
1.B.2.a.iii	Outros	
1.B.2.a.iii.1	Exploração	
1.B.2.a.iii.2	Produção e refino	Fugitivas – E&P
1.B.2.a.iii.3	Transporte	Carga Caminhão/Vagão E&P
1.B.2.a.iii.4	Refino	UFCC

Cód. IPCC	Categorias	Fontes de emissões
		Fugitivas – Refino
1.B.2.a.iii.5	Distribuição de produtos de petróleo	
1.B.2.a.iii.6	Outros	Canaleta
1.B.2.b	Gás natural	
1.B.2.b.i	Ventilação	UPGN Consolidado – Vent
		Vent TBG
		Desidratação Glicol – E&P
		Desidratação Glicol – Refino
		MEA/DEA
		Pigging Transpetro
		Descompressão Transpetro
		Descompressão Terminais de regaseificação GNL
1.B.2.b.ii	Queima	UPGN Consolidado – Tocha
		Tocha TBG
1.B.2.b.iii	Outros	
1.B.2.b.iii.1	Exploração	
1.B.2.b.iii.2	Produção	
1.B.2.b.iii.3	Processamento	
1.B.2.b.iii.4	Transferência e armazenamento	Fugitiva Transpetro
		Fugitiva Terminais de regaseificação GNL
		Fugitiva TBG
		Gasoduto Transpetro
		Gasoduto E&P
1.B.2.b.iii.5	Distribuição	
1.B.2.b.iii.6	Outros	

A2. DADOS DE ATIVIDADE

Tabela 7. Total da produção nacional de óleo, condensado e LGN

Período	1Produção Petrobrás ²	Produção Nacional ³	Período	Produção Petrobrás ¹	Produção Nacional ²
			2003	1.540.100	1.552.406
1990	653.628	Monopólio: Produção Petrobras = Produção Brasil	2004	1.492.700	1.542.940
1991	646.729		2005	1.684.000	1.712.867
1992	653.101		2006	1.777.700	1.809.119
1993	668.291		2007	1.792.100	1.832.658
1994	692.832		2008	1.854.700	1.903.840
1995	716.161		2009	1.970.800	2.029.036
1996	809.052		2010	2.003.900	2.137.413
1997	869.308		2011	2.021.700	2.192.907
1998	1.004.280		2012	1.980.100	2.154.898
1999	1.131.838		2013	1.931.400	2.114.114
2000	1.271.000		2014	2.034.400	2.346.310
2001	1.336.000		2015	2.128.300	2.526.949
2002	1.500.100		2016	2.144.260	2.614.078

² PETROBRAS. **Produção e comercialização**. Disponível em: www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/producao-e-comercializacao

³ ANP. **Produção nacional de petróleo e LGN (barris)**. Disponível em: www.anp.gov.br/dados-estatisticos

Tabela 8. Volume nacional de petróleo refinado⁴

Ano	Barril petróleo/dia	Ano	Barril petróleo/dia
1990	1.175.310	2005	1.740.716
1991	1.139.695	2006	1.752.688
1992	1.186.815	2007	1.786.806
1993	1.198.902	2008	1.778.325
1994	1.267.005	2009	1.810.382
1995	1.236.720	2010	1.813.253
1996	1.324.921	2011	1.864.499
1997	1.424.068	2012	1.931.993
1998	1.533.253	2013	2.055.339
1999	1.585.024	2014	2.106.888
2000	1.619.325	2015	1.983.998
2001	1.666.950	2016	1.835.807
2002	1.635.414	2017	1.741.140
2003	1.620.149	2018	1.449.710
2004	1.738.843		

⁴ Informações de 1990 a 1999 (EPE, 2019) e de 2000 a 2016 (ANP, 2019).

Tabela 9. Resultados das emissões Petrobras - Área E&P

Fontes de Emissão Fugitiva GEE E&P (Mg)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produção e Exploração														
CO ₂	2.724,69	5.833,08	748,34	113.468,80	456,26	2.063,72	1.471,92	1.020,92	393,60	-	-	-	-	-
CH ₄	80,61	177,04	23,13	3.506,45	14,11	64,07	45,71	31,70	12,22	-	-	-	-	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vent - E&P														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	3.639,42	35.910,04	39.310,00	36.389,34	26.189,89	24.263,31	20.597,89	15.604,30	17.036,14	16.907,48	5.113,26	18.822,79	16.624,83
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flash de metano - E&P														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	10.564,17	18.889,51	2.734,59	1.867,13	3.406,85	2.667,63	1.383,63	1.250,47	2.702,85	1.790,36	1.830,91	8.222,73	6.266,56	6.990,13
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desidratação Glicol - E&P														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	1.762,13	1.414,04	1.424,02	2.136,94	3.492,71	3.620,21	4.147,58	4.938,86	4.473,48	4.968,77	5.252,54	5.068,88	5.124,38	5.333,85
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MEA/DEA														
CO ₂	0,31	0,30	26.096,40	30.741,36	62.509,38	63.683,10	70.033,16	29.262,08	28.131,75	28.049,09	56.739,74	131.107,79	199.741,52	191.721,78
CH ₄	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pigging - E&P														
CO ₂	279,66	17,69	340,20	244,66	1.410,52	307,64	155,54	119,79	45,64	29,10	122,80	204,90	94,93	36,91
CH ₄	13,86	6,94	336,88	35,53	13,85	23,46	23,69	24,86	14,68	0,49	1,03	122,21	108,10	28,23

Fontes de Emissão Fugitiva GEE E&P (Mg)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fugitivas – E&P														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	316,20	1.658,12	1.117,28	323,01	920,09	835,52	1.028,50	1.052,00	10.185,81	29.500,45	29.439,83	31.247,84	27.524,15	26.745,98
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tocha – E&P														
CO ₂	3.687.930,87	2.991.295,57	5.791.793,03	4.299.002,68	4.376.610,98	4.999.897,17	8.907.386,08	5.727.611,53	4.145.352,73	3.526.443,42	3.285.824,21	3.768.464,12	3.304.813,61	3.389.203,83
CH ₄	41.414,90	41.866,89	90.810,89	55.395,51	49.401,05	62.797,20	135.016,54	86.332,04	55.683,80	47.904,94	35.806,80	39.648,11	30.617,50	31.551,15
N ₂ O	120,44	99,37	193,00	137,49	136,79	156,15	273,70	182,76	136,47	117,73	108,91	138,85	121,73	118,70
Canaleta														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	-	6.143,33	3.036,82	4.291,96	2.797,59	693,07	720,79	336,04	317,21	546,58	231,27	204,71	393,35
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despressurização														
CO ₂	93,04	0,03	0,21	0,07	0,06	0,10	0,05	0,25	-	-	-	0,19	0,06	0,02
CH ₄	78,53	-	96,57	29,92	219,21	0,02	172,26	12,27	7,86	50,11	35,50	18,30	0,86	789,97
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Limpeza Tanque/Vaso														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	303,27	0,98	0,91	0,82	0,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tanque Ventilação Atmosférica														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	-	-	-	-	130,84	2,10	11,25	2,40	-	1,16	46,91	63,31	115,40

Fontes de Emissão Fugitiva GEE E&P (Mg)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total E&P	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CO ₂	3.691.028,57	2.997.146,66	5.818.978,19	4.443.457,57	4.440.987,21	5.065.951,73	8.979.046,75	5.758.014,56	4.173.923,73	3.554.521,61	3.342.686,75	3.899.777,01	3.504.650,12	3.580.962,53
CH ₄	54.533,67	67.652,93	138.597,64	105.642,15	98.149,70	99.126,44	166.776,40	114.972,13	89.023,44	101.568,47	89.821,82	89.719,52	88.732,37	88.572,88
N ₂ O	120,44	99,37	193,00	137,49	136,79	156,15	273,70	182,76	136,47	117,73	108,91	138,85	121,73	118,70

Tabela 10. Resultados das emissões Petrobras - Área Refino

Fontes de Emissão Fugitiva GEE Refino (Mg)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
UFCC														
CO ₂	5.797.777,77	5.711.719,56	5.740.703,57	6.192.274,83	6.633.251,17	6.453.606,66	6.442.889,46	6.272.996,58	6.205.160,43	6.731.398,39	6.959.498,89	7.081.256,47	6.298.892,47	6.382.728,89
CH ₄	5,98	5,52	4,91	5,71	4,96	5,22	6,13	840,66	1.537,70	1.547,97	1.421,58	1.494,80	1.951,05	1.787,26
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	6,50	6,28	5,33	6,50	5,95	6,19
UGH														
CO ₂	36.267,28	125.464,34	164.877,64	181.164,31	163.283,17	268.066,55	304.722,12	332.437,06	1.035.401,28	1.833.884,80	1.922.890,09	2.656.715,60	2.832.848,39	2.953.025,73
CH ₄	-	-	-	-	-	-	-	-	10,77	8,26	8,76	57,94	30,60	24,38
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	10,30	7,90	8,38	18,73	10,81	8,73
Fugitivas – Refino														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	7.642,76	7.726,37	7.842,83	8.078,62	8.078,62	8.080,13	8.101,77	8.150,94	8.138,54	8.135,94	8.999,68	5.736,56	4.042,93	2.979,46
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tocha – Refino														
CO ₂	264.056,56	275.584,68	481.045,07	634.120,74	454.147,49	525.349,53	502.973,43	394.032,20	566.884,32	704.987,71	1.102.849,71	1.076.349,09	1.609.693,93	1.229.360,37
CH ₄	15,41	6,64	888,47	1.548,48	752,02	998,12	917,48	685,93	1.563,68	1.896,38	3.584,03	3.570,30	4.637,25	4.144,41
N ₂ O	1,14	1,24	7,75	13,49	7,89	9,56	8,72	6,59	14,30	18,17	30,50	33,98	57,84	45,95
Desidratação Glicol – Refino														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	294,03	282,31	218,29	173,45	109,96	123,67	153,01	86,09	69,62	31,33	7,88	6,79	3,54	9,03
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pigging – Refino														
CO ₂	1,53	0,79	0,34	0,30	0,14	0,13	0,10	0,02	-	-	-	-	-	-

Fontes de Emissão Fugitiva GEE Refino (Mg)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CH ₄	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vent - Refino														
CO ₂	-	-	47.309,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	-	2,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UPGN Consolidado UTGCA, UTGC, UTG Sul e TECAB (Mg)														
CO ₂	5,98	5,52	4,91	5,71	4,96	5,22	6,13	840,66	1.537,70	1.547,97	1.421,58	1.494,80	1.951,05	1.787,26
CH ₄	-	-	-	-	-	-	-	-	6,50	6,28	5,33	6,50	5,95	6,19
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Refino	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CO₂	6.098.120,34	6.172.792,05	6.512.951,05	7.068.276,08	7.303.090,40	7.292.692,16	7.338.307,82	7.109.273,52	7.938.210,65	9.365.669,37	10.066.028,05	10.914.837,52	10.815.335,64	10.979.197,15
CH₄	7.958,56	8.931,10	10.319,61	11.563,76	9.988,94	10.406,09	10.759,70	11.289,33	13.160,42	13.391,14	15.726,66	12.808,00	12.433,50	13.275,70
N₂O	1,14	3,19	10,31	15,46	9,59	11,04	11,54	10,06	35,20	35,34	46,76	62,38	76,94	69,34

1 Tabela 11. Resultados das emissões Petrobras - Área Transporte

Fontes de Emissão Fugitiva GEE Transporte (Mg)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Descompressão Transpetro														
CO ₂	-	0,02	1,16	0,16	29.595,36	0,49	53,17	0,24	0,01	5,76	14,33	-	0,54	1,12
CH ₄	-	4.963,05	5.340,54	213,39	197,29	94,92	3.139,35	6.067,53	6.458,77	507,12	533,26	552,43	485,96	441,60
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Descompressão Terminais de regaseificação GNL														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,93	91,72	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Descompressão TBG														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	605,36	15,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fugitiva Transpetro														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	3,53	10,35	10,75	10,78	32,92	49,47	10,62	15,52	63,42	39,27	29,57	32,97	26,92	26,26
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fugitiva Terminais de regaseificação GNL														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,17	1,01	0,29	0,33	0,35
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fugitiva TBG														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fontes de Emissão Fugitiva GEE Transporte (Mg)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CH ₄	-	-	0,20	-	2,22	1,15	2,19	4,55	3,90	3,52	-	-	3,93	3,94
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tocha Transpetro														
CO ₂	3.710,52	3.929,77	1.994,20	4.220,45	6.780,47	6.512,73	6.510,73	7.508,07	7.729,44	7.694,13	9.803,77	11.631,58	9.303,41	5.383,67
CH ₄	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N ₂ O	0,10	0,11	0,06	0,12	0,19	0,18	0,18	0,21	0,22	0,21	0,27	0,33	0,26	0,15
Tocha TBG														
CO ₂	-	-	-	-	-	7.109,86	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	-	-	-	-	123,57	-	-	-	-	-	-	-	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	0,23	-	-	-	-	-	-	-	-
Vent Transpetro														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	-	-	-	-	-	-	-	2.735,47	7.710,00	5.903,43	9.439,77	11.483,96	8.841,36
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vent TBG														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	-	2.217,98	4.801,77	3.570,23	1.913,27	1.941,73	1.515,18	1.177,59	556,23	580,11	31,43	2.408,19	2.789,51
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoduto Transpetro														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	5,75	9,30	1,59	-	3,25	-	-	-	-	-	-	-	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoduto E&P														

Fontes de Emissão Fugitiva GEE Transporte (Mg)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	-	-	-	-	0,40	0,36	0,36	0,51	0,29	0,39	0,38	-	0,18	0,44
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flash Metano Transpetro														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	1.719,37	1.719,49	-	1.569,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pigging Transpetro														
CO ₂	-	0,01	1,86	0,09	0,11	0,23	0,37	0,49	0,23	1,07	0,87	2,01	1,46	2,16
CH ₄	-	6,42	39,44	4,25	13,51	-	6,00	17,53	17,73	13,96	26,22	46,75	35,48	27,06
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carga Caminhão/Vagão E&P														
CO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CH ₄	0,05	5,77	21,66	215,52	218,46	19,85	0,90	1,57	0,98	1,43	0,73	2,45	0,12	0,09
N ₂ O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Transporte	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CO₂	3.710,52	3.929,79	1.997,22	4.220,70	36.375,94	13.623,31	6.564,27	7.508,81	7.729,69	7.700,96	9.818,97	11.633,58	9.305,41	5.386,96
CH₄	1.722,94	7.316,18	7.654,95	6.817,02	4.035,03	2.205,85	5.101,16	7.622,39	10.458,15	8.832,09	7.074,73	10.107,02	14.536,78	12.130,61
N₂O	0,10	0,11	0,06	0,12	0,19	0,41	0,18	0,21	0,22	0,21	0,27	0,33	0,26	0,15

A3. DETALHAMENTO METODOLÓGICO

A seguir há o detalhamento das metodologias para cálculo das emissões por fontes utilizadas pela Petrobras nas estimativas de emissões de GEE para os anos de 2003 a 2016 do sistema de Petróleo e Gás Natural, para todas as áreas (E&P, Refino e Transporte).

I - VENTILAÇÃO (1.B.2.a.i)

✓ I.1 - Vent - E&P, Refino e Transpetro

Gás Ventilado (Vent)

A ventilação de gás para a atmosfera é muito comum, principalmente nas atividades de exploração e produção de petróleo. Focos de ventilação nesta área são as cabeças de poços de exploração de petróleo, cujo gás do reservatório acaba por sair por meio do anelar da haste de extração. Em geral, esse gás é emitido diretamente para a atmosfera. Outro foco importante é o denominado gás *blanketing*, que é utilizado em tanques de armazenamento para deixar os vapores gerados abaixo do limite de inflamabilidade.

Emissão de CH₄. Para o cálculo dessas emissões é necessário se conhecer o volume do gás ventilado, sua densidade e o teor de CH₄. Em geral, este protocolo é aplicado para casos nos quais a emissão ou a operação que a gera não se enquadra em nenhum outro protocolo desenvolvido. As equações são:

$$E_{CH_4} = \frac{\%CH_4}{100} \times \frac{V}{1000} \times \rho_{CH_4}$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissão de metano (Mg/mês);

$\%CH_4$ = Teor volumétrico de metano (percentual);

V = Volume do gás ventilado (m³/mês) a 0°C e 1 atm = 0,71576;

ρ_{CH_4} = Densidade do metano (kg/m³) a 0°C e 1 atm = 0,71576.

Referência:

(GHG API Compendium, 2009): pg 5-88, 5.7.1 *Engineering Calculation Approach*, 5.7 Non-Routine Activities, Section 5 - Process and Vented Emission Estimation Methods, Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry, August 2009, American Petroleum Institute (API)

✓ **1.2 - Despressurização**

A despressurização de linha ocorre para a realização de manutenção programada ou em situações emergenciais. Quando o gás emitido desta linha despressurizada é lançado diretamente para a atmosfera, identifica-se a emissão de HCNM e CH₄. As emissões de CO₂ consideradas no processo de despressurização ocorrem quando o gás é alinhado para uma tocha.

Emissões de CO₂: Quando o gás é enviado para uma tocha, onde é queimado, são emitidos gases de combustão, calculados pelo protocolo de tocha. O cálculo é estequiométrico, considerando a composição do gás alinhado para a tocha e assumindo 100% de conversão do carbono presente para CO₂.

Emissões de HCNM e CH₄: O protocolo utiliza o cálculo do volume despressurizado por meio de um modelo termodinâmico simples (equação de gases ideais) e a quantidade de vezes que esta operação ocorre. Não é considerada a compressibilidade dos gases. Os poluentes emitidos são CH₄ e HCNM em caso de despressurização de gás natural ou gás de refinaria. O HCNM é emitido na despressurização de outros gases (GLP, propano ou butano). No caso de alinhamento para tocha, o gás despressurizado deve ser contabilizado no protocolo de tochas. As equações que representam as emissões de despressurização direta para a atmosfera são as que seguem:

Na qual:

E_{HCNM} = Emissões de hidrocarbonetos não metano por despressurização (Mg/operação);

E_{CH_4} = Emissões de metano por despressurização (Mg/operação);

$(m_i - m_f) = \frac{V \times Mol}{R \times 1.000.000} \left(\frac{P_i}{(T_i + 273,15)} - \frac{P_f}{(T_f + 273,15)} \right)$ = Massa de gás emitido para a atmosfera (Mg/operação);

N = Quantidade de operações (despressurização) (nº/mês);

$\%HCNM$ = Fração mássica de hidrocarboneto não metano no gás despressurizado (adm.);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no gás despressurizado (adm.);

R = Constante universal dos gases [8.314 J/kmol.K];

V = Volume da linha despressurizada (m^3);

Mol = Massa molecular do gás despressurizado (g/gmol);

T_i e T_f = Temperatura inicial e final da linha ($^{\circ}C$);

P_i e P_f = Pressão inicial e final da linha (Pa).

Referência:

Modelo termodinâmico dos gases ideais

✓ 1.3 - Limpeza de Tanque/Vaso

Este protocolo é utilizado somente quando ocorrem as operações de limpeza de tanques e vasos, portanto, estas fontes são definidas como fontes não rotineiras. Esta atividade proporciona a emissão de hidrocarbonetos voláteis para a atmosfera.

Emissões de HCNM e CH_4 : As metodologias para determinação destas emissões são baseadas em TCEQ (2001). Este protocolo considera a evaporação da superfície do produto exposto. O cálculo de emissões leva em conta a pressão de vapor e a massa molecular da fase vapor do produto contido no tanque ou vaso. Tais características formam um banco de dados, também utilizado no protocolo de tanques, de vários produtos, elaborado pelo CENPES. Além disso, é necessário que se conheça a temperatura do produto contido no tanque ou vaso, o volume do tanque ou vaso e o número de operações de limpeza. O cálculo resulta nas emissões de HCNM (hidrocarbonetos não metano) e CH_4 (metano). A equação deste protocolo é a que segue:

$$E_{HC} = (P_v \times V) / \{R \times (T + 273,15) \times 10^6\} \times Mol \times N$$

$$E_{HCNM} = E_{HC} \times \%HCNM$$

$$E_{CH_4} = E_{HC} \times \%CH_4$$

Na qual:

E_{HC} = Emissões de hidrocarbonetos (Mg/mês);

V = Volume do tanque ou vaso (m^3);

T = Temperatura do produto (K);

P_V = Pressão de vapor do produto contido no tanque ou vaso na temperatura de armazenamento (Pa);

Mol = Massa molecular do produto na fase vapor (g/g mol);

N = Quantidade de operações de limpeza, (nº/mês);

$\%HCNM$ = Fração mássica de hidrocarboneto não metano no gás (adm.);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no gás (adm.);

R = Constante universal dos gases [$8,314 m^3 Pa/g mol K$];

V = Volume do tanque ou vaso (m^3);

$6894,8$ = Constante de transformação de psi para Pa.

Referência:

(TCEQ, 2001): Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) Technical Guidance Package for Tank Truck and Rail Car Cleaning (March 2001).

✓ I.4 - Tanque de Ventilação Atmosférica

O petróleo proveniente das plantas e plataformas de exploração e os derivados produzidos pelas diversas refinarias necessitam ser armazenados. Este armazenamento pode ser realizado em tanques de teto fixo com válvula de alívio de pressão e vácuo, tanques com teto flutuante, com selo flutuante e tanques horizontais. Além desses tanques, que têm suas emissões previstas no Capítulo 7.0 do AP-42, há tanques de armazenamento com ventilação atmosférica que se caracterizam como uma fonte pontual de emissão de HCT. Este protocolo é baseado no AP-42, Capítulo 5, Seção 5.2.2.1.1 e inclui a possibilidade de emissão dos vapores gerados durante o enchimento dos tanques por deslocamento e turbulência.

O protocolo utiliza uma equação para a estimativa de emissões durante a carga de hidrocarbonetos por volume de líquido carregado. Tal equação depende da massa molecular do vapor gerado, temperatura, pressão de vapor real e um fator de saturação, que por sua vez depende das distintas formas de carga e a condição do compartimento antes da carga. Para tanques com ventilação atmosférica foi utilizado o fator de emissão para o modo de operação de carga “*splash*” (com maior turbulência) e condição do tanque “normal” (reservatório com resíduos de vapores de produtos anteriormente armazenados). Na equação estão contempladas diversas conversões de unidades para que o resultado final seja em megagrama. As emissões de HCT são calculadas da seguinte forma:

$$E_{HCT} = \frac{12,46 * fs * Pv * Mol * V * (1 - E_{SCP} * E_{SCT}) * 0,00045359}{1.000 * (T * 1,8 + 491,67) * 0,0037854}$$

Na qual:

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

fs = Fator de saturação que depende do tipo de tanque e do modo de operação (vide tabela abaixo);

Modo de operação: splash	Fator de saturação
Normal (Reservatório com resíduos de vapores de produtos anteriormente armazenados)	1,45

Pv = Pressão de vapor na temperatura do carregamento (psi). De acordo com a equação:

$$Pv = A * e^{B*(T*1,8+32)}$$

A e B são constantes que dependem do produto e são fornecidos pelo CENPES;

Mol = Massa molecular da fase vapor (lb/lb mol) do produto carregado (fornecida pelo CENPES);

V = Volume de produto carregado no mês (m^3 /mês);

$ESCP$ = Eficiência do sistema de captação (0 a 100%);

$ESCT$ = Eficiência do sistema de controle (0 a 100%);

T = Temperatura do produto durante o carregamento ($^{\circ}C$);

0,00045359 = Fator de conversão de lb para Mg;

0,003785 = Fator de conversão de gal para m^3 .

Emissões de CH₄:

$$E_{CH_4} = E_{HCT} * \%CH_4$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissões de metano (Mg/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no gás (adim).

Referência:

(AP-42, Capítulo 5): AP 42, Fifth Edition Compilation of Air Pollutant Emissions Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources, Chapter 5: Petroleum Industry, 5.2 Transportation and Marketing of Petroleum Liquids, 5.2.2 Emissions and Controls, 5.2.2.1.1 Loading Losses, United States Environmental Protection Agency (EPA). Endereço eletrônico: www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors

✓ **I.5 - Produção e Exploração - Atividades de Perfuração**

O protocolo de Produção e Exploração está relacionado às atividades de perfuração de poços, na qual há a emissão de poluentes vinculados ao contato do fluido de perfuração com as camadas produtoras no reservatório. Esses poluentes são liberados imediatamente (*flash*) quando o fluido retorna para a superfície. É uma fonte pontual e emite CH₄, HCNM e CO₂, além de H₂S.

Este protocolo está baseado na *ARPEL, Capítulo 2, Seção 2.2*, que apresenta fatores para a emissão de gases dissolvidos em água, por exemplo fluido de escavação. Os fatores apresentam-se em massa por volume de água utilizada, para distintas condições de temperatura e pressão do estanque.

O cálculo das emissões está demarcado às condições propostas pela ARPEL: 5°C, 60°C, 100°C ou 150°C de temperatura e 5.000, 6.000 ou 7.000 kPa de pressão no reservatório. A equação para determinação da emissão é:

$$E_i = \frac{f_i \times V \times \%H_2O}{1000}$$

Onde:

E_i = Emissão do componente i (toneladas/mês);

V = Volume de fluido de perfuração utilizado ($m^3/mês$);

%H₂O = Porcentagem de água no fluido de perfuração (1 a 100%);

f_i = Fator de emissão do componente i (kg/m^3 de água). Em função da temperatura e da pressão do reservatório, conforme Tabela 2.1 “Emissions of gases from aqueous drilling fluid”, “Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry” (ARPEL, 1998)

As emissões de hidrocarbonetos não metano (HCNM) são a soma das emissões de etano, propano e butano, enquanto as emissões de hidrocarbonetos totais (HCT) são a soma de HCNM com as emissões de metano (CH₄).

Referência:

(ARPEL, 1998): pg 2-1, 2.2 Emission Sources, 2.0 Exploration/Drilling, Guidelines for “Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry”, ARPEL, 1998.

✓ I.6 - Pigging - E&P e Refino

Passagem de PIG (Pigging)

PIGs são objetos de várias formas, feitos de metal ou de polímeros. Eles são utilizados na inspeção ou limpeza de dutos de gás ou óleo. As operações de lançamento e recebimento de PIGs são programadas e consistem da inserção do PIG em uma extremidade da tubulação e retirada em outra. Nesta operação, os PIGs são isolados na extremidade do duto por válvulas, formando as câmaras de pigging, cujos volumes são bem definidos.

Há situações em que as câmaras são inertizadas com nitrogênio (N₂) ou ar, antes de serem abertas. Nesta situação, as emissões são consideradas nulas. Outra situação possível é o alinhamento das emissões para tocha. Neste caso, as emissões serão contabilizadas naquele protocolo.

As emissões de CO₂ consideradas no processo de pigging ocorrem quando o gás é alinhado para uma tocha. O cálculo é estequiométrico, considerando a composição do gás alinhado para a tocha e assumindo 100% de conversão do carbono presente para CO₂.

Emissões de HCNM e CH₄: Este protocolo foi apoiado nas sugestões apresentadas no documento técnico da EPA: *Control of Volatile Organic Compound Emissions from Batch Processes - Alternative Control Techniques Information Document (EPA-450/R-94-020)*, com metodologia baseada no deslocamento de vapor de um único componente do líquido ou no deslocamento e posterior emissão de um volume de gás, equivalente ao volume da câmara de *pigging*. Para as emissões do CH₄ e HCNM, tomou-se o modelo termodinâmico de gases ideais, requerendo-se para isto a pressão e temperatura inicial dos gases na câmara. Cabe ressaltar que, no caso de dutos cujos fluidos sejam líquidos, as emissões são calculadas a partir das características próprias (pressão de vapor, massa molecular da fase vapor, etc.). Assim, a seguinte equação estima estas emissões:

$$E_{HC} = \frac{P \times V \times N}{1.000} \times \frac{Mol_{subs}}{R \times (T + 273,15)}$$

Onde:

E_{CH_4} = Emissões de CH₄ (HCT, HCNM ou CH₄) (Mg/mês);

P = Pressão do fluido no duto (Pa);

V = Volume da câmara de PIG (m³);

N = Quantidade de aberturas da câmara no mês;

Mol_{subs} = Massa molecular da fase vapor (kg/kmol);

R = Constante dos gases ideais (8314 J/kmol.K);

T = Temperatura do fluido na câmara (°C).

Emissões de CH₄:

$$E_{CH_4} = E_{HCT} * \%CH_4$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissões de metano (Mg/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no gás (adim).

Por fim, a emissão de hidrocarbonetos não metanos é calculada pela diferença entre os dois, ou seja:

$$E_{HCNM} = E_{HCT} - E_{CHA}$$

Referência:

Modelo termodinâmico dos gases ideais; e

(EPA-450/R-94-020, 1994): *Control of Volatile Organic Compound Emissions from Batch Processes - Alternative Control Techniques Information Document, 1994 (EPA-450/R-94-020)*, U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA).

✓ **I.7 - UGH - Unidade de Geração de Hidrogênio**

A Unidade de Geração de Hidrogênio - UGH é um processo de oxidação parcial (30 a 40% da relação estequiométrica) de hidrocarbonetos pesados ou, mais frequentemente, por meio da reforma com vapor de frações mais leves, por exemplo gás natural. Neste processo são formados H₂ e CO₂ em grandes quantidades. Esta mistura é alinhada para um sistema de peneira molecular ou de tratamento MEA (processo idêntico ao DEA), onde o H₂ sai com alto grau de pureza e o gás residual (majoritariamente CO₂) é alinhado ao forno da UGH, sendo lançado à atmosfera, junto com outros gases de combustão.

Emissões de CO₂ e SO_x: As emissões de CO₂ e SO_x são calculadas a partir de estequiometria. É necessário dispor da composição da nafta ou gás natural. As emissões são calculadas conforme a equação apresentada a seguir:

$$E_{CO_2} = Q_{carga} \times \%C \times \frac{Mol_{CO_2}}{Mol_C}$$

Na qual:

E_{CO_2} = Emissões de dióxido de carbono (Mg/mês);

Q_{carga} = Consumo de nafta ou gás natural utilizado no mês (Mg/mês).

$\%C$ = Teor mássico de carbono na carga (%);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de carbono (44,011 kg/kmol);

Mol_C = Massa atômica do carbono (12,011 kg/kmol).

$$E_{CO_2} = Q_{carga} \times \%S \times \frac{Mol_{SO_2}}{Mol_S}$$

Na qual:

E_{CO_2} = Emissões de dióxido de enxofre (Mg/mês);

Q_{carga} = Consumo de nafta ou gás natural utilizado no mês (Mg/mês);

%S = Teor mássico de carbono na carga (%);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de enxofre (64,06 kg/kmol);

Mol_s = Massa atômica do enxofre (32,06 kg/kmol).

Emissões de CH₄ e N₂O: Estas emissões são calculadas a partir da aplicação de fatores fornecidos pelo AP-42 para Fornos, pois o gás residual é alinhado ao forno da UGH, sendo lançado à atmosfera, junto com outros gases de combustão. A equação utilizada para determinação destas emissões é:

$$E_i = Q * PCS * f_i$$

No qual:

E_i = Emissão do poluente i (kg/mês);

Q = Vazão mássica de gás (kg/mês);

PCS = Poder calorífico superior do gás (kJ/kg);

f_i = Fator de emissão do poluente i (kg/kJ).

Os fatores de emissão utilizados são apresentados na Tabela 12. Destaca-se que para as emissões de N₂O há distinção entre o tipo de queimador utilizado nos equipamentos - Convencionais ou Low NO_x.

Tabela 13. Fatores de emissão para fornos (AP42)

Poluentes		Fatores de Emissão (kg/kJ)	Referência
		Grande ou Pequeno Porte	
CH ₄ (*)		0,0000000096961	AP 42, Fifth Edition, Volume I. Chapter 1: External Combustion Sources, Section 1.4: Natural Gas Combustion, Tabela 1.4-2. Emission Factors for Criteria Pollutants and Greenhouse Gases from Natural Gas Combustion
N ₂ O	Queimadores Convencionais	0,0000000092745	
	Queimadores Low NOx	0,0000000026980	
MP		0,0000000320392	
HCNM(*)		0,0000000366764	
HCT(*)		0,0000000463725	
CO(*)		0,0000003541176	

Nota 1 - Os fatores de emissão da referência citada são dados originalmente em lb/106scf e foram convertidos para base energética conforme indicação da própria referência, dividindo-os pelo PCS médio do gás natural: 1020 MMBtu/106scf. Posteriormente, foi realizada a conversão de lb/MMBtu para as unidades do SI - Sistema Internacional de Unidades - kg/kJ, multiplicando-os por 430x10⁻⁹;

Nota 2 - Os queimadores convencionais referem-se ao caso “Uncontrolled” da Tabela da referência adotada, enquanto os queimadores do tipo Low NOx são referentes ao caso “Controlled-low-NOX burner” da mesma tabela;

Nota 3 - O fator de emissão de MP adotado refere-se ao valor para “PM (Total)” na Tabela da referência adotada;

Nota 4 - O fator de emissão de HCT foi considerado o fator de TOC da referência citada e o fator de emissão de HCNM foi calculado como a diferença entre o fator de HCT e o fator de CH₄.

Referência:

Estequiometria de massa; e

(AP-42, Capítulo 1, Seção 1.4, EPA): AP 42, Fifth Edition, Volume I. Chapter 1: External Combustion Sources, Section 1.4: Natural Gas Combustion, Tabela 1.4-2. Emission Factors for Criteria Pollutants and Greenhouse Gases from Natural Gas Combustion, United States Environmental Protection Agency (EPA). Endereço eletrônico: www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors.

✓ **I.8 - Flash de Metano - E&P e Transpetro****Ventilação de Metano em Tanques (Flash de Metano)**

Ventilação de tanques (primeiro tanque após poço de exploração) de armazenamento de óleo é uma importante fonte de emissão de metano na indústria de petróleo. Estes tanques armazenam petróleo extraído e tratado após o vaso de pressão utilizado para separar óleo, gás e água. Quando o petróleo entra no tanque de armazenamento, que sai a dada pressão para pressão atmosférica, parte dos gases dissolvidos e hidrocarbonetos leves vaporiza-se (*flash off*) de forma que, por meio da ventilação dos tanques, eles são emitidos para a atmosfera.

Método de Vasquez-Beggs (VBE): Este método é utilizado para a estimativa de perdas por *flash*, conforme o *API Compendium*. Este método de correlação permite-nos estimar as emissões de hidrocarbonetos totais por *flash*, pela aplicação da Relação gás/óleo do petróleo na pressão de interesse (R_s) na equação para cálculo do HCT. Esta relação (R_s) depende da densidade relativa do gás dissolvido (SG_x). Portanto, a ordem dos cálculos é: primeiro encontra-se o SG_x , para chegar ao R_s e depois obter as emissões de HCT. Uma vez com os resultados de HCT, podem ser calculadas as emissões de HCNM e CH_4 , pela aplicação dos respectivos teores.

a) HCT: Neste protocolo, primeiro são estimadas as emissões de HCT, conforme a seguinte equação:

$$E_{HCT} = (R_s * 10^3) * (Q * 10^3) * \left(\frac{Mol}{24,056} \right) * 10^{-6}$$

Na qual:

E_{HCT} = Emissão total de hidrocarbonetos (Mg/mês);

Q = Volume petróleo armazenado em litros por mês (10^3 l/mês);

Mol = Massa molecular do gás no tanque de armazenagem (kg/kmol);

24,056 = volume de 1 g-mol de gás nas condições de pressão 101.325 kPa e temperatura 20°C e $R=0,08206((atm.l.g/gmol)/K.g)$;

R_s = Relação gás/óleo do petróleo na pressão de interesse (m^3 /litros);

Método VBE

Passo 1 - Cálculo da densidade relativa do gás dissolvido (SGx)

$$SG_x = SG_i \times \left[1 + 5,912 * 10^{-5} * \text{°API} * T_i * \log \left(\frac{P_i}{114,7} \right) \right]$$

Nota: conversão 1 atm =14,696 psi e 1 atm = 101,32 kPa.

Na qual:

P_i = Pressão da linha de alimentação + Pressão atmosférica (psia);

API = Grau API do petróleo (°API);

T_i = Temperatura na linha de alimentação (°F).

Passo 2 - Cálculo da Relação gás/óleo do petróleo na pressão de interesse

$$R_s = \left(C_1 \times SG_x \times P_i^{C_2} \times \exp \left(\frac{C_3 \times API}{T_i + 460} \right) \times \frac{0,02831}{158,99} \right)$$

Na qual:

C₁, C₂ e C₃ são constantes de acordo com o °API (Grau API do petróleo), conforme apresentado a seguir.

°API	°API	
	< 30	≥ 30
C ₁	0,0362	0,0178
C ₂	1,0937	1,187
C ₃	25,724	23,931

SGx = Densidade relativa do gás dissolvido a 100 psi_g, na qual:

$$SG_x = SG_i \times \left(1 + 0,00005912 \times API \times T_i \text{Log} \frac{P_i}{114,7} \right)$$

P_i = Pressão da linha de alimentação + Pressão atmosférica (psi_a).

b) Emissões de CH₄ e HCNM: O cálculo das emissões de CH₄ e HCNM se efetua com base na aplicação dos respectivos teores, nas emissões de HCT:

$$E_{CH_4} = E_{HCT} \times \%CH_4$$

$$E_{HCNM} = E_{HCT} \times \%HCNM$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissão de metano (Mg/mês);

E_{HCNM} = Emissão de hidrocarboneto não metano (Mg/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano (adm);

$\%HCNM$ = Fração mássica de hidrocarboneto não metano (adm).

Dados de entrada	Limitações	Unidades
Grau API do petróleo armazenado	16 < API < 58	°API
Pressão da Linha de Alimentação	345 < P + Patm < 36.197	kPa gauge
Pressão Atmosférica ⁵	Patm	KPa
Temperatura na Linha de Alimentação - Ti (°F)	21 < Ti < 146	°C
Densidade Relativa do Gás Dissolvido na Linha de Alimentação	0,56 < SGi < 1,18	Adimensional
Massa Molecular do Gás no Tanque de Armazenamento	18 < MW < 125	kg/kmol
Fração de HCNM* (C ₃ ⁺) no Gás do Tanque de Armazenamento	0,5 < VOC < 1,00	Adimensional
Fração de CH ₄ no Gás do Tanque de Armazenamento	0 < CH ₄ < 1,00	Adimensional
Volume de Petróleo Armazenado no Tanque - Litros por Mês		10 ³ l/mês

Referência:

(GHG API Compendium, 2009): Pg 5-40, 5.4.1 Crude Flashing Losses, 5.4 Storage Tank Emissions, Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry, August 2009 (GHG API Compendium, 2009), American Petroleum Institute (API)

II - Queima (1.B.2.a.ii)

II.1 - Tocha - E&P, Refino e Transpetro

A tocha é utilizada para queima de gases excedentes ou provenientes de sistemas de alívio e emergência. Em testes de formação na área de E&P realizados por sondas, também podem ser

⁵ Conversão 1 atm = 14,696 psi e 1 atm = 101,32 kPa.

queimados em tocha petróleo e óleo diesel. Além disso, em algumas emergências, líquidos de gás natural (LGN) podem ser lançados para queima em tocha.

Como valor default, é arbitrariamente assumido que os gases de combustão possuem 5% de oxigênio (em base seca - bs). Este valor pode ser substituído por dado específico do equipamento, caso a informação esteja disponível.

✓ Tochas com queima de gás

Esta tipologia de tocha abrange a queima de combustíveis gasosos, entre eles o gás natural, gás ácido, gás amoniacal e GLP.

Emissões de CO₂: As emissões de CO₂ são calculadas a partir de cálculo estequiométrico e da eficiência de conversão a CO₂ do carbono presente no gás. As eficiências de conversão adotadas foram extraídas do *Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry*, (ARPEL, 1998), a saber: 98% para Tochas com Vapor e 95% para Tochas sem Vapor. Na estimativa de emissões de CO₂ em tochas são consideradas duas parcelas de poluentes, a primeira proveniente da conversão a CO₂ do carbono dos hidrocarbonetos e monóxido de carbono durante a queima, considerando a eficiência de queima e a segunda parcela referente ao CO₂ já presente no gás e que não é queimado. Sendo assim, as equações utilizadas para determinação destas emissões são:

$$E_{CO_2} = \left[\frac{\%C}{100} * \varepsilon * \frac{Mol_{CO_2}}{Mol_C} * Q \right] + \{ [TeorCO_{2mass} * (1 - \varepsilon)] * [Q * (1 - TeorH_2O_{mass})] \}$$

Nos quais:

E_{CO_2} = Emissão de CO₂ (kg/mês);

%C = Porcentagem mássica de carbono presente no gás;

$TeorCO_{2mass}$ = Teor mássico, em base seca, de CO₂ presente no gás (adimensional);

$TeorH_2O_{mass}$ = Teor mássico de H₂O presente no gás (adimensional);

ε = Eficiência de queima (0,98 para tocha com vapor e 0,95 para tocha sem vapor) (adimensional);

Q = Vazão mássica de gás (kg/mês);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de carbono (44,0095 kg/kmol);

Mol_c = Massa atômica do carbono (12,01115 kg/kmol);

Emissões de CH₄: As emissões de CH₄ são calculadas a partir da quantidade destes componentes no gás e a eficiência associada à assistência ou não de vapor (tocha com vapor ou sem vapor, respectivamente). As equações utilizadas para determinação destas emissões são:

$$E_{CH_4} = [(1 - \varepsilon) * TeorCH_{4_{mass}} * (1 - \%H_2O_{mass})] * Q$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissão de CH₄ (kg/mês);

$TeorCH_{4_{mass}}$ = Teor mássico de metano, em base seca, presente no gás (adimensional);

$TeorH_2O_{mass}$ = Teor mássico de H₂O presente no gás (adimensional);

Q = Vazão mássica de gás (kg/mês);

ε = Eficiência da Queima (0,98 para tocha com vapor e 0,95 para tocha sem vapor) (adimensional);

Emissões de N₂O: Estas emissões são calculadas a partir da aplicação direta de fator de emissão (não leva em consideração a eficiência de conversão) obtido no "Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations - Report No 2.59/197 - September, 1994" (OGP, 1994). A equação utilizada para determinação destas emissões é:

$$E_{N_2O} = f_{N_2O} * Q$$

Na qual:

E_{N_2O} = Emissão de N₂O (kg/mês);

f_{N_2O} = Fator de emissão de N₂O (kg/kg de gás);

Q = Vazão mássica de gás (kg/mês).

O fator de N₂O utilizado é apresentado a seguir.

Componente	Fator de Emissão (kg/kg de gás)	Referência
N ₂ O	0,000081	OGP - Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations - Report No 2.59/197, 1994 - Tabela 4.6

Referência:

Cálculo Estequiométrico de massa;

(ARPEL, 1998): pg 4-9, 4.1.3.1 Natural Gas Flaring, 4.1.3 Flaring, 4.1 Gas Plants, 4.0 Field Processing, Guidelines for “*Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry*”, ARPEL, 1998;

(OGP, 1994): pg 25, Tabela 4.6, Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations - Report No 2.59/197 - September, 1994, The International Association of Oil & Gas producers (OGP).

III - Produção e Refino (1.B.2.a.iii.2)

III.1 - Fugitivas

III.1.a - Fugitivas Protocolo de cálculo

Emissões fugitivas são emissões não passíveis de controle, oriundas de microvazamentos em componentes (tais como válvulas, flanges, etc.) de linhas que transportam hidrocarbonetos. A base de cálculo do protocolo é bastante simples e se vincula ao uso de fatores de emissão por unidade de tempo e quantidade de componentes, diferenciados por tipo de componentes e por serviço. É necessário conhecer a porcentagem mássica de CH₄ e de HCNM do produto, para que seja possível informar a quantidade emitida desses dois gases separadamente. O Protocolo incorpora a possibilidade de considerar a eficiência de redução das emissões fugitivas em casos onde um programa de controle e reparo seja implementado e a redução seja conhecida. Os fatores de emissão são dados por tipo de componente instalado em dada linha de transporte de uma atividade específica.

Emissões de CH₄ e HCNM: O cálculo das emissões de HCNM e CH₄ para as atividades de E&P, Transportes e Distribuição segue as equações:

Primeiro deve-se calcular o HCT - hidrocarbonetos totais:

$$E_{HCT} = f_{EAN.HCT} * \%HCT * N * H * \left(\frac{100 - ef_{controle}}{100}\right)$$

Na qual:

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

$f_{EAN.HCT}$ = Fator de emissão de hidrocarbonetos totais, relativo a dado componente de dada Área de Negócio;

$\%HCT$ = Fração mássica de hidrocarbonetos no fluido da linha (adm);

N = Quantidade de componentes do mesmo tipo na linha (adm);

H = Horas totais durante as quais a linha conteve o fluido em condições normais de operação por mês (h/mês);

$ef_{controle}$ = Eficiência do programa de controle de emissões (%).

Emissões de CH₄:

$$E_{CH_4} = E_{HCT} * \%CH_4$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissões de metano (Mg/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no gás (adim.).

Por fim, a emissão de hidrocarbonetos não metanos é calculada pela diferença entre os dois, ou seja:

$$E_{HCNM} = E_{HCT} - E_{CH_4}$$

Para o Refino, a estimativa é feita a partir de uma correção das emissões estimadas para HCNM. As expressões para emissões são como a que segue:

$$E_{HCT} = f_{EAN.HCT} * \left(\frac{\%HCT}{\%HCT - \%CH_4} \right) * \%HCT * N * H * \left(\frac{100 - ef_{controle}}{100} \right)$$

Na qual:

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

$f_{EAN.HCT}$ = Fator de emissão de hidrocarbonetos não metano relativos a dado componente de dada Área de Negócio;

$\%HCT$ = Fração mássica de hidrocarbonetos no fluido da linha (adm);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no fluido da linha (adm);

N = Quantidade de componentes do mesmo tipo na linha (adm);

H = Horas totais durante as quais a linha conteve o fluido em condições normais de operação por mês (h/mês);

$ef_{controle}$ = Eficiência do programa de controle de emissões (%).

Emissões de CH_4 :

$$E_{CH_4} = E_{HCT} \times \%CH_4$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissões de metano (Mg/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no gás (adim.).

Por fim, a emissão de hidrocarbonetos não metanos é calculada pela diferença entre os dois, ou seja:

$$E_{HCNM} = E_{HCT} \times \%HCNM$$

A tabela a seguir apresenta os fatores para emissões fugitivas das atividades de E&P, Transporte/Distribuição e Abastecimento.

Tabela 14. Fatores para emissões fugitivas das atividades de E&P, Transporte/Distribuição e Refino (Mg/componente)

Componente	Tipo de serviço	E&P	Transporte e distribuição	Refino
Válvulas	Gás	4,50E-06	1,30E-08	2,70E-05
	Óleo leve	2,50E-06	4,30E-08	1,10E-05
	Óleo pesado	8,40E-09	(1)	2,30E-07
	Água/Óleo leve	9,80E-08		
Selos de bombas	Gás	2,40E-06	6,50E-08	
	Óleo leve	1,30E-05	5,40E-07	1,10E-04
	Óleo pesado	5,10E-07	(1)	1,20E-05 (3)
	Água/Óleo leve	2,40E-08		
Selos compressores	Gás	8,80E-06	1,20E-07 (2)	6,30E-04
	Óleo leve	7,50E-06	1,30E-07 (2)	-
	Óleo pesado	3,20E-08	(1)	-
	Água/Óleo leve	1,40E-05	-	-
Válvulas de alívio e pressão	Gás	8,80E-06	1,20E-07 (2)	
	Óleo leve	7,50E-06	1,30E-07 (2)	
	Óleo pesado	3,20E-08	(1)	
	Água/Óleo leve	1,40E-05	-	
Flanges	Gás	3,90E-07	4,20E-08	2,50E-07
	Óleo leve	1,10E-07	8,00E-09	2,50E-07
	Óleo pesado	3,90E-10	(1)	2,50E-07
	Água/Óleo leve	2,90E-09	-	-
Final de linhas plugadas	Gás	2,00E-06	1,20E-07 (2)	2,30E-06
	Óleo leve	1,40E-06	1,30E-07 (2)	2,30E-06
	Óleo pesado	1,40E-07	(1)	2,30E-06
	Água/Óleo leve	2,50E-07	-	-
Conexões	Gás	2,00E-07	4,20E-08	1,50E-05
	Óleo leve	2,10E-07	8,00E-09	1,50E-05
	Óleo pesado	7,50E-09	(1)	1,50E-05
	Água/Óleo leve	1,10E-07	-	-
Outros	Gás	8,80E-06	1,20E-07 (2)	3,20E-05
	Óleo leve	7,50E-06	1,30E-07(2)	3,20E-05
	Óleo pesado	3,20E-08	(1)	3,20E-05
	Água/Óleo leve	1,40E-05	-	-
Drenos de processos	Gás	8,80E-06	1,20E-07 (2)	3,20E-05
	Óleo leve	7,50E-06	1,30E-07 (2)	3,20E-05
	Óleo pesado	3,20E-08	(1)	3,20E-05
	Água/Óleo leve	1,40E-05	-	-

Nota 1 - Não há fatores para óleo pesado. Considerou-se o fator de óleo leve.

Nota 2 - Considerado fator para compressores

Nota 3 - Considerado o fator de óleo leve com <1000 ppv

Fonte: A partir das Tabelas 2-2, 2-3 e 2-4, 1995 Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, EPA-453/R-95-017

Referência:

(EPA, 1995): pg 2-10, 2.3.1 Average Emission Factor Approach, 2.0. DEVELOPMENT OF EQUIPMENT LEAK EMISSION ESTIMATES, TABLE 2-2. Refinery Average Emission Factors, Table 2-3. Marketing Terminal Average Emission Factors, Table 2-4. Oil and Gas Production Operations Average Emission Factors, 1995 Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, EPA-453/R-95-017, U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA)

III.1.b - Fugitiva Dados Medidos

Na Petrobras algumas unidades possuem implantado um programa de gestão de emissões fugitivas, o LDAR (*Leak Detection and Repair*). Esse programa tem como objetivo a mitigação das emissões fugitivas por meio do monitoramento constante das emissões em componentes de linhas de processo (válvulas, flanges, etc.) e o conseqüente reparo dos equipamentos com vazamentos significativos.

Na área de Refino (Abastecimento) os resultados dos monitoramentos são armazenados no Sistema de Emissões Fugitivas (SEF). Esse sistema tem a capacidade de calcular as emissões fugitivas (massa) com base nas concentrações medidas. Os cálculos são realizados internamente com base na norma da EPA-453/R-95-017.

Visando a qualidade do inventário de emissões, a área de Refino decidiu utilizar os valores dos dados medidos de emissões fugitivas calculados no SEF em substituição aos dados estimados por meio do protocolo usual.

Metodologia

Os dados de emissões fugitivas por componente são obtidos por meio de um relatório do SEF. Com esses dados é realizada uma consolidação por meio de uma planilha específica, como resultado obtemos as emissões de HCT em kg por hora segregados por tipo de linha de processo (gás, líquido leve, líquido pesado) e por unidade de processo. Essas emissões consolidadas são inseridas diretamente nas fontes de fugitiva medição por meio de uma interface planilha. Como dados de entrada temos:

- ✓ Quantidade de pontos medidos e não medidos;
- ✓ Emissão Fugitiva Medida HCT;
- ✓ Emissão Fugitiva Estimada HCT;
- ✓ Teor CH₄;
- ✓ Teor HCNM;

- ✓ Horas de operação da unidade.

Como cálculo das emissões temos as seguintes fórmulas:

Emissão CH₄ (kg) = [Emissão Fugitiva Medida HCT (kg/hora) + Emissão Fugitiva Estimada HCT (kg/hora)] * Teor CH₄ * Horas de operação

Emissão HCNM (kg) = [Emissão Fugitiva Medida HCT (kg/hora) + Emissão Fugitiva Estimada HCT (kg/hora)] * Teor HCNM * Horas de operação

Os resultados obtidos pelos equipamentos de medição de emissão fugitiva são em concentração ppmv (partes por milhão em volume). Para converter o resultado da medição em concentração para taxa de emissão (kg/hora), o valor em concentração é aplicado em equações empíricas de conversão para taxa, apresentadas no relatório 1995 *Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, EPA-453/R-95-017*”, da U.S. Environmental Protection Agency (EPA).

Referência:

Sistema de Emissões Fugitivas (SEF) da Petrobras;

(EPA-453/R-95-017, 1995): pg 2-27, Table 2-10. Petroleum Industry Leak Rate/Screening Value Correlations, 1995 Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, EPA-453/R-95-017, U.S. Environmental Protection Agency (EPA).

IV - Transporte (1.B.2.a.iii.3)

IV.1 - Carga Caminhão/Vagão E&P

Este protocolo é baseado no AP-42, Capítulo 5, Seção 5.2.2.1.1 e inclui a possibilidade de emissão dos vapores gerados durante o enchimento de tanques de caminhões e trens, por deslocamento e turbulência. Considera também a opção de sistema de balanço de vapor para o controle de emissões (aplicável a caminhões e trens). O protocolo utiliza uma equação para a estimativa de emissões durante a carga de hidrocarbonetos por volume de líquido carregado. Tal equação depende da massa molecular do vapor gerado, temperatura, pressão de vapor real e um fator de saturação, que por sua vez depende das distintas formas de carga e a condição do compartimento antes da carga. Cabe mencionar que as equações e fatores apresentados podem ser alterados pela eficiência de sistemas de captação de vapores, de forma a reduzir o valor da emissão (eficiência de captação e eficiência de controle do sistema de balanço de vapores).

Emissões de HCT: As emissões de HCT são calculadas da seguinte forma:

$$E_{HCT} = \frac{[12,46 * fs * Pv * Mol * V * (1 - E_{scpt} * E_{sctrl}) * 4,5359 * 10^{-4}]}{[(T * 1,8 + 491,67) * 3,7854]}$$

Na qual:

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

fs = Fator de saturação em função do tipo de tanque e do modo de operação (ver tabela abaixo);

Pv = Pressão de vapor na temperatura do carregamento (psi);

Mol = Massa molecular da fase vapor (lb/lb mol) do produto carregado;

V = Volume do produto carregado no mês (m³/mês);

E_{scpt} = Eficiência do sistema de captação (0 a 100%);

E_{sctrl} = Eficiência do sistema de controle (0 a 100%);

T = Temperatura do produto durante o carregamento (°C);

$4,5359 * 10^{-4}$ = Fator de conversão de lb para Mg;

$3,785 * 10^{-3}$ = Fator de conversão de gal para m³.

Caminhões e vagões ferroviários	
Modo de operação: submerso	Fator de saturação
Limpo ¹	0,5
Normal ²	0,6
Balanço de vapores ³	1
Modo de operação: splash	Fator de saturação
Limpo ¹	1,45
Normal ²	1,45
Balanço de vapores ³	1

Notas:

1. Reservatório isento de resíduos do produto anteriormente transportado;
2. Reservatório com resíduos de vapores de produtos anteriormente transportados;
3. Sistema de carregamento com dispositivos para recuperação de vapor.

Fonte: pg 5.2-5, Table 5.2-1. Saturation (S) Factors for Calculating Petroleum Liquid Loading Losses, AP-42, Capítulo 5, Seção 5.2.2.1.1, EPA

Cálculo da pressão de vapor

$$Pv = A * e^{[\beta * (T * 1,8 + 32)]}$$

No qual:

Pv = Pressão de vapor na temperatura do carregamento (psi);

A e *B* são constantes que dependem do produto e são fornecidos pelo CENPES;

T = Temperatura do produto durante o carregamento (°C).

Emissões de CH₄:

$$E_{CH_4} = E_{HCT} \times \%CH_4$$

Na qual:

E_{CH₄} = Emissões de metano (Mg/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

%CH₄ = Fração mássica de metano no gás (adim.).

Referência:

(AP-42, Capítulo 5, Seção 5.2.2.1.1): AP 42, Fifth Edition Compilation of Air Pollutant Emissions Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources, Chapter 5: Petroleum Industry, 5.2 Transportation and Marketing of Petroleum Liquids, 5.2.2 Emissions and Controls, 5.2.2.1.1 Loading Losses, United States Environmental Protection Agency (EPA). Endereço eletrônico: <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors>

V - Refino (1.B.2.a.iii.4)

V.1 - UFCC

Unidade de craqueamento catalítico fluido (UFCC) / Fluid Catalytic Cracking (FCC)

O craqueamento catalítico é um processo utilizado para converter frações pesadas de hidrocarbonetos em produtos mais leves. A matéria-prima (carga) do FCC pode ser composta por gasóleo e/ou resíduos das torres de destilação, bem como por outras frações pesadas de acordo com o esquema de refino da unidade. No processo do FCC, a carga entra em um reator onde, em contato com um catalisador em alta temperatura, ocorrem rupturas das cadeias moleculares, gerando frações mais leves de hidrocarbonetos, além de um resíduo com alto teor de carbono, o coque, que se deposita sobre o catalisador, inibindo sua função catalítica. A fim de reativar o catalisador, ele, juntamente com o coque gerado, é separado dos produtos da reação (frações leves de hidrocarbonetos) e encaminhado para o regenerador do FCC. No regenerador, o coque sofrerá queima, resultando no catalisador regenerado, que retorna ao reator do FCC, CO_2 e outros produtos da combustão, dependendo do tipo de regeneração aplicado. O regenerador de FCC pode ser classificado de acordo com a queima do coque, podendo ser total, quando a conversão de carbono para CO_2 é de 100%, ou queima parcial, que ocorre quando é convertida apenas parte do carbono a CO_2 , gerando um gás combustível de baixo poder calorífico e rico em CO. Nesse último processo, queima parcial, é associada uma caldeira de CO, para a qual, sempre que operante, o gás de saída do regenerador é alinhado completando a oxidação do CO a CO_2 . A desativação da Caldeira de CO no Regenerador de FCC pode ser realizada, dependendo das condições operacionais da unidade. Nesse caso, não ocorre a oxidação de CO para CO_2 . Sendo assim podemos definir os seguintes cenários para a tipologia de fonte em questão:

Cenário 1 - Queima Total de Coque

Cenário 2 - Queima Parcial de Coque e Uso da Caldeira de CO

Cenário 3 - Queima Parcial de Coque sem Uso da Caldeira de CO

Cenário 1 - Regenerador de FCC com Queima Total de Coque

Emissões de CO_2 , SO_x e NO_x : As emissões são estimadas com base na carga fresca (gasóleo) alimentada. As emissões de CO_2 são calculadas por estequiometria, a partir de informações do teor de carbono do coque. O NO_x e o SO_x , como NO_2 e SO_2 , respectivamente, são calculados por fatores ajustados para cada unidade. As equações são:

$$E_{CO_2} = \frac{m_{cp}}{1000} \times \frac{\%C_c}{Mol_C} \times Mol_{CO_2}$$

Na qual:

E_{CO_2} = Emissões de dióxido de carbono (kg);

m_{cp} = Massa produzida de coque (kg/mês);

$\%C_c$ = Teor de carbono no coque produzido (adimensional);

Mol_{CO_2} = Massa molecular do dióxido de carbono (44,011 kg/kmol);

Mol_C = Massa atômica do carbono (12,011 kg/kmol).

$$E_{SO_x} = V_{CF} * d_{CF} * \%S_c * \%S_{gás} \times \frac{Mol_{SO_2}}{Mol_C}$$

Na qual:

E_{SO_x} = Emissões de enxofre (kg);

V_{CF} = Volume de carga fresca (m³)

d_{CF} = Densidade da carga fresca (kg/m³)

$\%S_c$ = Teor de enxofre na carga seca (adimensional);

$\%S_{gás}$ = Fator de conversão do enxofre a SO_x (adm.)

$$E_{NO_x} = V_{CF} * d_{CF} * \%N_c * \%N_{gás} \times \left(\frac{Mol_{O_2} + Mol_N}{Mol_N} \right)$$

Na qual:

E_{NO_x} = Emissões de enxofre (kg);

V_{CF} = Volume de carga fresca (m³);

d_{CF} = Densidade da carga fresca (kg/m³);

$\%N_c$ = Teor de nitrogênio na carga seca (adimensional);

$\%Ngás$ = Fator de conversão do nitrogênio ou nitrogênio básico a NOx (adm.);

Mol_{O_2} = Massa molecular do oxigênio (32,0 kg/kmol);

Mol_n = Massa molecular do nitrogênio (14,007 kg/kmol).

As emissões de NOx e SOx de Regeneradores do FCC sofreram novas alterações por meio do Fator N e do Fator S, respectivamente, obtidos pelo CENPES para cada instalação das Unidades de Negócio da Petrobras. O Fator N representa a percentagem de nitrogênio básico da carga do FCC que é emitida para a atmosfera como NOx. O Fator S representa a percentagem de enxofre da carga do FCC que é emitida para a atmosfera como SO₂. Portanto, o Fator N e o Fator S serão mantidos constantes para cada instalação até o momento em que novos valores médios sejam calculados pelo CENPES.

Emissões de MP e CO: As emissões de CO são estimadas a partir de valores de medição obtidos pela Petrobras. As demais emissões são estimadas a partir da aplicação direta dos fatores para MP sugeridos pelo guia da ARPEL (Tabela 6.22). O algoritmo de cálculo incorpora fatores que levam em conta sistemas de abatimento de emissões de material particulado.

$$E_i = (f_i * Q_c)$$

Na qual:

E_i = Emissões do poluente i (kg);

Q_c = Vazão volumétrica de carga fresca (m³);

f_i = Fator de emissão do poluente i (kg/m³ de carga fresca).

Tabela 15. Fatores de emissões para MP e CO - FCC queima total

Fator de emissão (kg/m ³ de carga fresca)		
Sistema de controle de emissões	MP	CO
Sem controle	0,25	0,036
Com precipitador eletrostático	0,0125	0,036
Com monociclone	0,125	0,036
Com multiclones	0,05	0,036

Cenário 2 - Regenerador de FCC com queima Parcial de Coque e Uso da Caldeira de CO

Emissões de CO₂, SO₂ e NO_x: As emissões são estimadas com base na carga fresca (gasóleo) alimentada. As emissões de CO₂ são calculadas a partir de cálculo estequiométrico a partir de informações do teor de carbono do coque. O NO_x e o SO_x, como NO₂ e SO₂, respectivamente, são calculados por fatores ajustados para cada unidade da Petrobras, conforme equações apresentadas no Cenário 1.

As emissões de NO_x e SO_x de Regeneradores do FCC sofreram novas alterações por meio do Fator N e do Fator S, respectivamente, obtidos pelo Cenpes para cada instalação das Unidades de Negócio da Petrobras. O Fator N representa a percentagem de nitrogênio básico da carga do FCC que é emitida para a atmosfera como NO_x. O Fator S representa a percentagem de enxofre da carga do FCC que é emitida para a atmosfera como SO₂. Portanto, o Fator N e o Fator S serão mantidos constantes para cada instalação até o momento em que novos valores médios sejam calculados pelo Cenpes.

Emissões de MP e CO: As demais emissões são estimadas a partir da aplicação direta dos fatores para MP e CO sugeridos pelo guia da Arpel, Tabela 6.22. Além desses, o algoritmo de cálculo incorpora fatores que levam em conta sistemas de abatimento de emissões de material particulado. Quando o gás é queimado nas caldeiras de CO, o protocolo de caldeira utiliza gás oriundo do regenerador e um combustível gasoso adicional para calcular as suas emissões. Não é prevista a queima de óleo ou gás na caldeira de CO, no entanto, quando isso ocorrer, a queima desse óleo ou gás será considerada uma fonte de combustão pelo protocolo de caldeira.

$$E_i = (f_i * Q_c)$$

Na qual:

E_i = Emissões do poluente i (kg);

Q_c = Vazão volumétrica de carga fresca (m³);

f_i = Fator de emissão do poluente i (kg/m³ de carga fresca).

Tabela 16. Fatores de emissões para MP e CO - FCC queima parcial

Fator de emissão (kg/m ³ de carga fresca)		
Sistema de controle de emissões	MP	CO
Sem controle	0,25	0,196
Com precipitador eletrostático	0,0125	0,196
Com monociclone	0,125	0,196
Com multiclones	0,05	0,196

Cenário 3 - Regenerador de FCC com queima Parcial de Coque sem uso da Caldeira de CO

Emissões de CO₂, SO₂ e NO_x: As emissões são estimadas com base na carga fresca (gasóleo) alimentada. As emissões de CO₂ são calculadas por estequiometria, a partir de informações do teor de carbono do coque. O NO_x e o SO_x, como NO₂ e SO₂, respectivamente, são calculados por fatores ajustados para cada unidade da Petrobras, conforme equações apresentadas no Cenário 1.

As emissões de NO_x e SO_x de Regeneradores do FCC sofreram novas alterações por meio do Fator N e do Fator S, respectivamente, obtidos pelo Cenpes para cada instalação das Unidades de Negócio da Petrobras. O Fator N representa a percentagem de nitrogênio básico da carga do FCC que é emitida para a atmosfera como NO_x. O Fator S representa a percentagem de enxofre da carga do FCC que é emitida para a atmosfera como SO₂. Portanto, o Fator N e o Fator S serão mantidos constantes para cada instalação até o momento em que novos valores médios sejam calculados pelo Cenpes.

Emissões de CH₄, HCT, HCNM, MP e CO: Para o regenerador com queima parcial do coque sem a utilização da caldeira de CO, temos a adição dos poluentes CH₄, HCT e HCNM. Esses poluentes são calculados da mesma forma que o MP e o CO, ou seja, por meio de fatores de emissão específicos. Os fatores utilizados foram os sugeridos pelo guia da Arpel, Tabela 6.22.

$$E_i = (f_i * Q_c)$$

Na qual:

E_i = Emissões do poluente i (kg);

Q_c = Vazão volumétrica de carga fresca (m³);

f_i = Fator de emissão do poluente i (kg/m^3 de carga fresca).

Tabela 17. Os fatores de emissões - Regeneradores de FCC

Sistema de controle de emissões	Fator de emissão (kg/m^3 de carga fresca)				
	MP	CO	CH ₄	HCT	HCNM
Sem controle	0,25	0,196	0,924	2,263	1,339
Com precipitador eletrostático	0,0125	0,196	0,924	2,263	1,339
Com monociclone	0,125	0,196	0,924	2,263	1,339
Com multiclones	0,05	0,196	0,924	2,263	1,339

Referência:

(ARPEL, 1998): pg 6-40, 6.8.1 Fluid Catalytic Cracking Units (FCCU), 6.8 Process Emissions, Guidelines for “*Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry*”, ARPEL, 1998.

V.2 - Fugitiva Refino

Descrito no item “III.1 - Fugitivas”, do “III - Produção e Refino (1.B.2.a.iii.2)”, presente neste relatório.

VI - Outros (1.B.2.a.iii.6)

VI.1 - Canaleta

Canaleta (Derramamento de Petróleo ou de Produtos)

Este protocolo é utilizado quando há derramamento de produtos voláteis em canaletas ou em uma superfície. É definida com uma fonte não rotineira de emissão de HCT. Somente são incluídos derramamentos cujo volume seja igual ou superior a 1 barril de produto volátil (aproximadamente 159 litros). As metodologias para determinação destas emissões são baseadas *no Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) Technical Guidance Package for Tank Truck and Rail Car Cleaning dated March 2001*. Este protocolo considera a evaporação da superfície do produto exposto. O cálculo de emissões leva em conta a pressão de vapor e a massa molecular da fase vapor do produto

derramado. Tais características estão no banco de dados de produtos do SIGEA, também utilizado no protocolo de tanques. É necessário que se conheça a temperatura do produto derramado, a área coberta pelo derramamento, a velocidade do vento e o tempo de duração do evento. A equação deste protocolo é a que segue:

$$E_{HCT} = \frac{Mol * K_x * (S * 10,76391) * P_v * (\Delta_{EV} * 3600) * \%HCT_i * 0,00045359}{R * (T + 273,15)}$$

Na qual:

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

Mol = Massa molecular do produto na fase vapor (lb/lb mol);

K_x = Coeficiente de transferência mássica (ft/s), dado pela equação:

$$K_x = 4,38 * 10^{-3} * (V_v * 6,214 * 10^{-4} * 3600)^{0,78} * \left(\frac{18}{Mol}\right)^{\frac{1}{3}}$$

v_v = Velocidade dos ventos (m/s);

S = Área coberta pelo derramamento (m²);

P_v = Pressão de vapor do produto na temperatura do derramamento (psi);

Δ_{EV} = Tempo de duração do evento (horas);

$\%HCT_i$ = Porcentagem mássica de hidrocarboneto Total na fase vapor;

R = Constante universal dos gases (psi.ft²/K.lbmol);

T = Temperatura do produto (°C);

10,76391 = Constante de transformação de m² para ft²;

3600 = Constante de transformação de horas para segundo;

$4,5359 \times 10^{-4}$ = Constante de transformação de libras para megagrama;

$6,214 \times 10^{-4}$ = Constante de transformação de milhas para metros.

Emissões de CH₄:

$$E_{CH_4} = E_{HCT} * \%CH_4$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissões de metano (Mg/mês);

E_{HCT} = Emissões de hidrocarbonetos totais (Mg/mês);

$\%CH_4$ = Fração mássica de metano no gás (adim.).

Nota: O tempo máximo de exposição do evento foi fixado em 2 horas, em função da inconsistência de alguns resultados de emissão de hidrocarbonetos para períodos de tempo maiores.

Referência:

(TCEQ, 2001): Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) Technical Guidance Package for Tank Truck and Rail Car Cleaning (March 2001).

Petróleo e Gás Natural (1.B.2) / Gás Natural (1.B.2.b)

VII - Ventilação (1.B.2.b.i)

VII.1 - Desidratador Glicol: Desidratação Glicol - E&P e Refino

Desidratador a Glicol - Remoção de Umidade dos Gases

O processo de desidratação a glicol é realizado para remover a água presente no gás natural produzido. São utilizados etilenoglicol ou trietilenoglicol em contracorrente ao gás, para absorverem a água. Posteriormente, o etilenoglicol ou trietilenoglicol é regenerado por meio de aquecimento. Nesta etapa do processo são emitidos os voláteis (CH₄) retidos juntamente com a água.

Emissão de CH₄: O fator utilizado é apresentado pelo Capítulo 5, Seção 5.1.1 do *API Compendium*. Apenas se estimam emissões de CH₄, tomando uma composição típica de gás tratado (78,8%vol de CH₄), dada pela API. O protocolo adotado não considera o uso de bomba Kymray assistida a gás natural nem gás de *stripping* para recuperação do glicol.

A equação utilizada para a estimativa das emissões de metano é:

$$E_{CH_4} = f_{CH_4} * V$$

Na qual:

E_{CH_4} = Emissões de metano (Mg/mês);

f_{CH_4} = Fator de emissão de metano ($1,87 \times 10^{-7}$ Mg CH₄/m³ de gás processado);

V = Volume de gás processado a 20 °C e 1 atm (m³).

Referência:

(GHG API Compendium, 2009): Pg 5-2, 5.1.1 Glycol Dehydrator Emissions, 5.1 Gas Treatment Processes, Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry, August 2009 (GHG API Compendium, 2009), American Petroleum Institute (API)

VII.2 - MEA/DEA: Remoção de H₂S e CO₂ em Gases

O gás proveniente dos campos e plataformas de produção, assim como os gases gerados no processo de destilação do petróleo, podem conter H₂S e CO₂. Estes componentes são removidos do gás por meio de tratamento com monoetilamina (MEA) ou dietilamina (DEA). A MEA/DEA é regenerada por meio de aquecimento, onde o H₂S e o CO₂, que foram absorvidos do gás, serão separados e enviados para queima em tochas ou diretamente para a atmosfera. A remoção de CO₂ do gás natural é realizada quando se constatam teores acima dos limites especificados.

Emissões de CO₂ e SO₂: O protocolo utiliza balanço de massa da unidade de MEA/DEA, considerando separadamente a absorção do H₂S e do CO₂. É necessário o conhecimento da vazão de gás tratado e das concentrações de H₂S e de CO₂ antes e após o tratamento, nas CNTP (0 °C e 1 atm).

$$E_{CO_2} = \frac{Q * \rho_{CO_2} * (\%CO_{2\text{pré}} - \%CO_{2\text{pós}})}{1000}$$

Na qual:

E_{CO_2} = Emissões de dióxido de carbono (Mg/mês);

Q = Vazão de gás tratado (m^3 /mês a 0 °C e 1 atm);

ρ_{CO_2} = Densidade do CO_2 a 0 °C e 1 atm (1,963 kg/ m^3);

$\%CO_{2\text{pré}}$ = Teor de CO_2 no gás antes do tratamento (adm);

$\%CO_{2\text{pós}}$ = Teor de CO_2 no gás após o tratamento (adm);

$$E_{SO_x} = \frac{Q * \rho_{H_2S} * (\%H_2S_{\text{pré}} - \%H_2S_{\text{pós}}) * \frac{Mol_{SO_2}}{Mol_{H_2S}}}{1000}$$

Na qual:

E_{SO_x} = Emissões de óxidos de enxofre (Mg/mês);

Q = Vazão de gás tratado (m^3 /mês a 0 °C e 1 atm);

ρ_{H_2S} = Densidade do H_2S a 0 °C e 1 atm (1,518 kg/ m^3),

$\%H_2S_{\text{pré}}$ = Teor de H_2S no gás antes do tratamento (adm);

$\%H_2S_{\text{pós}}$ = Teor de H_2S no gás após o tratamento (adm);

Mol_{SO_2} = Massa molecular do dióxido de enxofre (64,06 kg/kmol);

Mol_{H_2S} = Massa molecular do H_2S (34,077 kg/kmol).

Referência:

Balanco de massa.

VII.3 - “UPGN Consolidado - Vent” e “Vent TBG”

Descrito no item “I.1 - Vent - E&P, Refino e Transporte”, do “I - Ventilação (1.B.2.a.i)”, presente neste relatório.

VII.4 - “Descompressão Transpetro”, “Descompressão Terminais de regaseificação GNL” e “Descompressão TBG”

Descrito no item “I.2 - Despressurização”, do “I - Ventilação (1.B.2.a.i)”, presente neste relatório.

VII.5 - Pigging Transpetro

Descrito no item “I.6 - Pigging - E&P e Refino”, do “I - Ventilação (1.B.2.a.i)”, presente neste relatório.

VIII - Queima (1.B.2.b.ii)

VIII.1 - “UPGN Consolidado - Tocha” e “Tocha TBG”

Descrito no item “II.1 - Tocha - E&P, Refino e Transporte”, do “II - Queima (1.B.2.a.ii)”, presente neste relatório.

IX - Processamento (1.B.2.b.iii.3)

IX.1 - “UPGN Consolidado (excluindo Vent e Tocha)”

A fonte UPGN Consolidado (excluindo Vent e Tocha) é referente às seguintes tipologias de fonte: Fugitiva, Desidratação Glicol, Pigging e MEA/DEA. As descrições das metodologias já estão presentes no relatório e são as que seguem:

- ✓ Fugitiva: item “III.1 - Fugitivas”, do “III - Produção e Refino (1.B.2.a.iii.2)”;

- ✓ Desidratação Glicol: item “VIII.1 - Desidratador Glicol: Desidratação Glicol - E&P e Refino”, do “VIII - Ventilação (1.B.2.b.i)”;
- ✓ Pigging: item “I.6 - Pigging - E&P e Refino”, do “I - Ventilação (1.B.2.a.i)”;
- ✓ MEA/DEA: item “VIII.2 - MEA/DEA: Remoção de H₂S e CO₂ em Gases”, do “VIII - Ventilação (1.B.2.b.i)”.

IX - Transferência e armazenamento (1.B.2.b.iii.4)

IX.1 - “Fugitiva Transpetro”, “Fugitiva Terminais de regaseificação GNL” e “Fugitiva TBG”

Descrito no item “III.1 - Fugitivas”, do “III - Produção e Refino (1.B.2.a.iii.2)”;

presente neste relatório.

IX.2 - “Gasoduto Transpetro” e “Gasoduto E&P”

Para a estimativa de CH₄ e HCNM, o SIGEA adota os fatores sugeridos pelo “*Transmission segment CH₄ emission factors for non-routine activities*”, 2006 GRI/EPA study”. A equação para estimativa destas emissões é:

$$E_i = K * f_i$$

Na qual:

E_i = Emissões atmosféricas do poluente i (Mg/mês);

K = Tamanho do gasoduto em milhas;

f_i = Fator de emissão para o poluente i , conforme tabela abaixo.

Setor Industrial	Fonte de emissão	Fator de emissão em Mg/mês	
		CH ₄	HCNM
Transmissão	Vazamento no gasoduto	0,00092	0,0001745

Referência:

(GRI/EPA, 2006): *Transmission segment CH₄ emission factors for non-routine activities*, 2006 GRI/EPA study.

A.4. FATORES DE EMISSÃO E OUTROS PARÂMETROS

Cód. IPCC	Categorias	Fontes	Fator de Emissão		
1.B.2	Petróleo e Gás Natural				
1.B.2.a	Petróleo		CO ₂	CH ₄	N ₂ O
1.B.2.a.i	Ventilação	Vent – E&P		Section 5.7.1, GHG API Compendium, 2009	
		Vent – Refino		Section 5.7.1, GHG API Compendium, 2009	
		Vent Transpetro		Section 5.7.1, GHG API Compendium, 2009	
		Despressurização	eficiência de conversão (4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa	equação de gases ideais	
		Limpeza Tanque/Vaso		TCEQ, 2001	
		Tanque Ventilação Atmosférica		AP-42, Capítulo 5, Seção 5.2.2.1.1	
		Produção e Exploração	ARPEL, 1998	ARPEL, 1998	
		Pigging – E&P		equação de gases ideais e EPA-450/R-94-020, 1994	
		Pigging – Refino		equação de gases ideais e EPA-450/R-94-020, 1994	
		UGH	Estequiometria de massa	AP-42, Capítulo 1, Seção 1.4, EPA	AP-42, Capítulo 1, Seção 1.4, EPA
1.B.2.a.ii	Queima	Tocha – E&P	eficiência de conversão (4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa	(4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa	Tabela 4.6, OGP, 1994.
		Tocha – Refino	eficiência de conversão (4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa	(4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa	Tabela 4.6, OGP, 1994.
		Tocha Transpetro	eficiência de conversão (4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa	(4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa	Tabela 4.6, OGP, 1994.
1.B.2.a.iii.2	Produção e refino	Fugitivas – E&P		OTH: SEF, Petrobras e (EPA-453/R-95-017, 1995)	
1.B.2.a.iii.3	Transporte	Carga Caminhão/Vagão E&P		OTH: AP-42, Capítulo 5, Seção 5.2.2.1.1	
1.B.2.a.iii.4	Refino	UFCC	6.8.1 FCCU, ARPEL, 1998	6.8.1 FCCU, ARPEL, 1998	6.8.1 FCCU, ARPEL, 1998
		Fugitivas – Refino		SEF, Petrobras e (EPA-453/R-95-017, 1995)	
1.B.2.a.iii.6	Outros	Canaleta		TCEQ, 2001	
1.B.2.b	Gás natural				
1.B.2.b.i	Ventilação	UPGN Consolidado – Vent		Section 5.7.1, GHG API Compendium, 2009	
		Vent TBG		Section 5.7.1, GHG API Compendium, 2009	
		Desidratação Glicol – E&P		Section 5.1.1, GHG API Compendium, 2009	
		Desidratação Glicol – Refino		Section 5.1.1, GHG API Compendium, 2009	
		MEA/DEA	Balço de massa		

Cód. IPCC	Categorias	Fontes	Fator de Emissão	
		Pigging Transpetro		equação de gases ideais e EPA-450/R-94-020, 1994
		Descompressão Transpetro		equação de gases ideais
		Descompressão Terminais de regaseificação GNL		equação de gases ideais
		Descompressão TBG		equação de gases ideais
1.B.2.b.ii	Queima	UPGN Consolidado – Tocha	eficiência de conversão (4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa	(4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa Tabela 4.6, OGP, 1994.
		Tocha TBG	eficiência de conversão (4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa	(4.1.3 Flaring, ARPEL, 1998) e estequiometria de massa Tabela 4.6, OGP, 1994.
1.B.2.b.iii.4	Transferência e armazenamento	Fugitiva Transpetro		OTH: SEF, Petrobras e (EPA-453/R-95-017, 1995)
		Fugitiva Terminais de regaseificação GNL		OTH: SEF, Petrobras e (EPA-453/R-95-017, 1995)
		Fugitiva TBG		OTH: SEF, Petrobras e (EPA-453/R-95-017, 1995)
		Gasoduto Transpetro		GRI/EPA, 2006
		Gasoduto E&P		GRI/EPA, 2006

APÊNDICE B - Resultados

Tabela 18. Resultados das emissões de CO₂ em Gg

Cód. IPCC	IV Inventário	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	6.191	6.034	6.234	6.319	6.645	6.583	7.154	7.688	8.443	8.955	9.434	9.773	10.053
1.B.2.a	Petróleo	6.191	6.034	6.234	6.319	6.645	6.583	7.154	7.688	8.443	8.955	9.434	9.773	10.053
1.B.2.a.i	Ventilação	29	28	29	29	31	30	33	35	38	39	40	41	41
1.B.2.a.ii	Queima	1.784	1.761	1.784	1.823	1.894	1.946	2.186	2.348	2.694	3.012	3.387	3.550	3.948
1.B.2.a.iii	Outros	4.378	4.246	4.421	4.466	4.720	4.607	4.936	5.305	5.712	5.904	6.007	6.181	6.063
1.B.2.a.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.2	Produção e refino	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.iii.3	Transporte	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.iii.4	Refino	4.378	4.246	4.421	4.466	4.720	4.607	4.936	5.305	5.712	5.904	6.007	6.181	6.063
1.B.2.a.iii.5	Distribuição de produtos de petróleo	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
1.B.2.b	Gás natural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.B.2.b.i	Ventilação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.B.2.b.ii	Queima	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.B.2.b.iii	Outros	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE
1.B.2.b.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.2	Produção	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1.B.2.b.iii.3	Processamento	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.iii.4	Transferência e armazenamento	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.iii.5	Distribuição	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Legenda: NA - não aplicável; NE- não estimada; NO - não ocorre; IE - Emissões incluídas na categoria 1.B.2.a.iii.2, uma vez que a produção de GN é associada ao óleo

Continuação. Resultados das emissões de CO₂ em Gg

Cód. IPCC	IV Inventário	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	9.941	9.396	12.457	11.642	11.954	12.532	16.550	13.307	12.671	13.494	13.947	15.670	15.391	15.840
1.B.2.a	Petróleo	9.941	9.335	12.350	11.550	11.808	12.414	16.390	13.164	12.505	13.365	13.804	15.426	15.097	15.181
1.B.2.a.i	Ventilação	40	134	215	298	168	274	311	345	1.083	1.914	1.999	2.808	3.043	3.211
1.B.2.a.ii	Queima	4.015	3.350	6.337	4.992	4.909	5.603	9.547	6.335	4.935	4.425	4.572	5.133	5.289	5.029
1.B.2.a.iii	Outros	5.885	5.850	5.798	6.260	6.731	6.537	6.532	6.484	6.487	7.026	7.233	7.484	6.766	6.941
1.B.2.a.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.2	Produção e refino	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.iii.3	Transporte	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.iii.4	Refino	5.885	5.850	5.798	6.260	6.731	6.537	6.532	6.484	6.487	7.026	7.233	7.484	6.766	6.941
1.B.2.a.iii.5	Distribuição de produtos de petróleo	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
1.B.2.b	Gás natural	0	61	106	92	147	118	160	144	166	129	143	245	294	659
1.B.2.b.i	Ventilação	0	0	26	31	93	65	71	30	29	29	59	139	215	367
1.B.2.b.ii	Queima	0	61	80	61	53	53	89	113	137	100	84	106	79	292
1.B.2.b.iii	Outros	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE
1.B.2.b.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.2	Produção	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1.B.2.b.iii.3	Processamento	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.iii.4	Transferência e armazenamento	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.iii.5	Distribuição	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Legenda: NA - não aplicável; NE- não estimada; NO - não ocorre; IE - Emissões incluídas na categoria 1.B.2.a.iii.2, uma vez que a produção de GN é associada ao óleo

Tabela 19. Resultados das emissões de CH₄ em Gg

Cód. IPCC	IV Inventário	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	41,5	40,9	41,5	42,4	44,1	45,1	50,6	54,3	62,1	69,1	76,6	80,2	88,7
1.B.2.a	Petróleo	40,2	39,6	40,2	41,1	42,7	43,7	49,0	52,6	60,1	66,9	74,2	77,7	86,0
1.B.2.a.i	Ventilação	8,8	8,7	8,8	9,0	9,4	9,7	10,9	11,7	13,5	15,2	17,0	17,8	20,0
1.B.2.a.ii	Queima	24,7	24,4	24,7	25,2	26,2	27,0	30,5	32,8	37,9	42,7	48,0	50,4	56,7
1.B.2.a.iii	Outros	6,7	6,5	6,7	6,8	7,2	7,0	7,5	8,1	8,7	9,0	9,2	9,4	9,3
1.B.2.a.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.2	Produção e refino	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
1.B.2.a.iii.3	Transporte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.B.2.a.iii.4	Refino	6,5	6,3	6,5	6,6	7,0	6,8	7,3	7,8	8,4	8,7	8,8	9,0	8,9
1.B.2.a.iii.5	Distribuição de produtos de petróleo	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
1.B.2.b	Gás natural	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,6	1,7	1,9	2,2	2,4	2,5	2,8
1.B.2.b.i	Ventilação	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,6	1,7	1,9	2,2	2,4	2,5	2,8
1.B.2.b.ii	Queima	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.B.2.b.iii	Outros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.B.2.b.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.2	Produção	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1.B.2.b.iii.3	Processamento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.B.2.b.iii.4	Transferência e armazenamento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.B.2.b.iii.5	Distribuição	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Legenda: NE- não estimada; NO - não ocorre; IE - Emissões incluídas na categoria 1.B.2.a.iii.2, uma vez que a produção de GN é associada ao óleo

Continuação. Resultados das emissões de CH₄ em Gg

Cód. IPCC	IV Inventário	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	65,0	86,7	158,2	125,8	114,3	114,2	185,7	140,7	121,4	132,7	121,8	128,2	135,6	137,5
1.B.2.a	Petróleo	62,9	78,3	147,4	116,5	105,7	106,9	174,5	125,8	106,2	124,2	113,0	119,5	124,0	121,8
1.B.2.a.i	Ventilação	12,9	25,3	39,5	47,0	40,8	29,7	26,3	23,0	22,7	28,5	26,7	26,2	43,1	40,3
1.B.2.a.ii	Queima	42,0	43,3	92,6	57,7	51,1	65,2	138,2	91,4	61,7	53,4	42,6	49,2	41,3	43,1
1.B.2.a.iii	Outros	8,1	9,7	15,3	11,8	13,8	12,0	10,0	11,3	21,8	42,3	43,7	44,1	39,5	38,5
1.B.2.a.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.2	Produção e refino	0,3	1,7	1,1	0,3	0,9	0,9	1,0	1,1	11,0	31,6	31,8	35,6	32,3	32,3
1.B.2.a.iii.3	Transporte	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.B.2.a.iii.4	Refino	7,7	8,0	7,9	8,2	8,2	8,3	8,2	9,4	10,4	10,4	11,3	8,2	7,0	5,7
1.B.2.a.iii.5	Distribuição de produtos de petróleo	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.6	Outros	NO	NO	6,2	3,1	4,4	2,9	0,7	0,8	0,4	0,3	0,6	0,3	0,2	0,5
1.B.2.b	Gás natural	2,1	8,5	10,7	9,2	8,6	7,3	11,2	14,9	15,2	8,5	8,8	8,7	11,7	15,6
1.B.2.b.i	Ventilação	2,1	7,5	9,4	7,4	7,6	6,3	9,6	13,4	13,4	7,1	7,5	7,2	9,7	11,4
1.B.2.b.ii	Queima	0,0	0,9	1,4	1,8	1,0	0,9	1,5	1,4	1,7	1,3	1,2	1,4	1,0	3,2
1.B.2.b.iii	Outros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	1,0	1,1
1.B.2.b.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.2	Produção	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1.B.2.b.iii.3	Processamento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	1,1
1.B.2.b.iii.4	Transferência e armazenamento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.B.2.b.iii.5	Distribuição	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Legenda: NE- não estimada; NO - não ocorre; IE - Emissões incluídas na categoria 1.B.2.a.iii.2, uma vez que a produção de GN é associada ao óleo

Tabela 20. Resultados das emissões de N₂O em Gg

Cód. IPCC	IV Inventário	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	0,056	0,055	0,056	0,057	0,059	0,061	0,068	0,073	0,084	0,094	0,105	0,110	0,123
1.B.2.a	Petróleo	0,056	0,055	0,056	0,057	0,059	0,061	0,068	0,073	0,084	0,094	0,105	0,110	0,123
1.B.2.a.i	Ventilação	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.ii	Queima	0,056	0,055	0,056	0,057	0,059	0,061	0,068	0,073	0,084	0,094	0,105	0,110	0,123
1.B.2.a.iii	Outros	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO	NA/NE/NO
1.B.2.a.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.2	Produção e refino	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.iii.3	Transporte	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.iii.4	Refino	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.iii.5	Distribuição de produtos de petróleo	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.iii.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
1.B.2.b	Gás natural	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.B.2.b.i	Ventilação	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.ii	Queima	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.B.2.b.iii	Outros	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE	NA/NE/NO/IE
1.B.2.b.iii.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.2	Produção	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1.B.2.b.iii.3	Processamento	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.iii.4	Transferência e armazenamento	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.iii.5	Distribuição	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.iii.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Legenda: NA - não aplicável; NE - não estimada; NO - não ocorre; IE - Emissões incluídas na categoria 1.B.2.a.iii.2, uma vez que a produção de GN é associada ao óleo

Continuação. Resultados das emissões de N₂O em Gg

Cód. IPCC	IV Inventário	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1.B.2	Petróleo e Gás Natural	0,123	0,107	0,206	0,156	0,150	0,171	0,290	0,203	0,186	0,167	0,170	0,226	0,230	0,225
1.B.2.a	Petróleo	0,123	0,105	0,203	0,154	0,148	0,170	0,287	0,200	0,181	0,164	0,168	0,222	0,227	0,215
1.B.2.a.i	Ventilação	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0,011	0,009	0,009	0,021	0,013	0,010
1.B.2.a.ii	Queima	0,123	0,105	0,203	0,154	0,148	0,170	0,287	0,200	0,163	0,148	0,153	0,194	0,208	0,197
1.B.2.a.ii i	Outros	NA, NE, NO	NA, NE, NO	NA, NE, NO	NA, NE, NO	NA, NE, NO	NA, NE, NO	NA, NE, NO	NA, NE, NO	0,007	0,007	0,006	0,007	0,007	0,007
1.B.2.a.ii i.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.ii i.2	Produção e refino	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.ii i.3	Transporte	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.a.ii i.4	Refino	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0,007	0,007	0,006	0,007	0,007	0,007
1.B.2.a.ii i.5	Distribuição de produtos de petróleo	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.a.ii i.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
1.B.2.b	Gás natural	0,000	0,002	0,003	0,002	0,002	0,002	0,003	0,004	0,004	0,003	0,003	0,004	0,003	0,010
1.B.2.b.i	Ventilação	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.ii	Queima	0,000	0,002	0,003	0,002	0,002	0,002	0,003	0,004	0,004	0,003	0,003	0,004	0,003	0,010
1.B.2.b.ii i	Outros	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE	NA, NE, NO, IE
1.B.2.b.ii i.1	Exploração	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.ii i.2	Produção	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1.B.2.b.ii i.3	Processamento	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.ii i.4	Transferência e armazenamento	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
1.B.2.b.ii i.5	Distribuição	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1.B.2.b.ii i.6	Outros	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Legenda: NA - não aplicável; NE- não estimada; NO - não ocorre; IE - Emissões incluídas na categoria 1.B.2.a.iii.2, uma vez que a produção de GN é associada ao óleo